

**В. М. Уляшева, Н. С. Пономарев,
А. Ю. Мартъянова, И. И. Суханова**

**ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ НА ОБЪЕКТАХ
ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТИРОВКИ
НЕФТИ И ГАЗА**



**В. М. Уляшева, Н. С. Пономарев,
А. Ю. Мартъянова, И. И. Суханова**

**ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ НА ОБЪЕКТАХ ДОБЫЧИ
И ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ И ГАЗА**

Министерство науки и высшего образования
Российской Федерации

Санкт-Петербургский государственный
архитектурно-строительный университет

**В. М. Уляшева, Н. С. Пономарев,
А. Ю. Мартянова, И. И. Суханова**

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ НА ОБЪЕКТАХ ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ И ГАЗА

Монография

Санкт-Петербург
2022

УДК 697.1

Рецензенты:

д-р техн. наук, профессор *А. В. Цыганков* (Национальный исследовательский университет ИТМО);

д-р техн. наук, профессор *Т. А. Дацюк* (Санкт-Петербургский государственный архитектурно-строительный университет)

Уляшева, В. М.

Энергосбережение на объектах добычи и транспортировки нефти и газа : монография / В. М. Уляшева, Н. С. Пономарев, А. Ю. Мартыанова, И. И. Суханова ; Санкт-Петербургский государственный архитектурно-строительный университет. – Санкт-Петербург : СПбГАСУ, 2022. – 216 с. – Текст : непосредственный.

ISBN 978-5-9227-1259-0

Посвящена актуальной проблеме повышения эффективности систем генерации и потребления энергии на объектах добычи и транспортировки нефти и газа, расположенных преимущественно в условиях Арктической зоны России, удаленно от мощных энергетических систем.

Приведены данные натурных обследований состояния энергосистем нефтяного месторождения. На основании анализа современного отечественного и мирового опыта представлены инженерные решения по совершенствованию термодинамических циклов газотурбинных установок, повышению эффективности использования вторичных энергоресурсов, применению возобновляемых источников энергии, в том числе в условиях многолетнемерзлых пород. Определены перспективы исследований в области совершенствования энергосберегающих технологий на основе численных методов.

Результаты исследований могут быть полезны инженерно-техническим работникам при проектировании и эксплуатации инженерных систем, а также студентам высших технических учебных заведений.

Табл. 20. Ил. 74. Библиогр.: 85 назв.

Печатается по решению Научно-технического совета СПбГАСУ

ISBN 978-5-9227-1259-0

© Уляшева В. М., Пономарев Н. С.,

Мартыанова А. Ю., Суханова И. И., 2022

© Санкт-Петербургский государственный архитектурно-строительный университет, 2022

Введение

Освоение нефтяных и газовых месторождений, как правило, удаленных от единой энергетической системы страны и расположенных преимущественно в Арктической зоне России, требует надежного обеспечения технологических процессов и бытовых потребностей обслуживающего персонала электрической и тепловой энергией. В настоящее время для выработки электрической и тепловой энергии на месторождениях в большинстве случаев по-прежнему используются дизельные электростанции и котельные. Доставка топлива в труднодоступные районы значительно повышает себестоимость добычи нефти и газа.

Для оценки эффективности систем генерации и потребления тепловой и электрической энергии целесообразно выполнение энергетических обследований объектов конкретного месторождения, на основании которых могут быть выявлены причины и определены количественные характеристики потерь энергоресурсов для разработки мероприятий по снижению энергопотребления на месторождении.

Среди современных мировых тенденций развития теплоэнергетики можно отметить перспективные для исследуемых объектов энергосберегающие технологии:

- когенерация энергии;
- совершенствование термодинамических циклов тепловых и электрических машин;
- утилизация вторичных энергоресурсов;
- использование ветровой и солнечной энергии.

Значительные потери тепловой энергии имеют место в системах теплоснабжения объектов, что связано с низкими теплозащитными характеристиками зданий. Это требует выбора современных теплоизоляционных материалов, обеспечивающих теплозащиту зданий и коммуникаций, а также термозащиту многолетнемерзлых пород.

Авторы выражают признательность канд. техн. наук, доценту В. Ф. Васильеву за ценные предложения.

Работа выполнена при поддержке научно-образовательного центра «Российская Арктика: новые материалы, технологии и методы исследования».

Условные обозначения

ГТЭС – газотурбинная электростанция

ДТ – дизельное топливо

ДЭС – дизельная электростанция

ПНГ – попутный нефтяной газ

ППД – поддержание пластового давления

ТЭР – топливно-энергетические ресурсы

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса

ЦПС – центральный пункт сбора нефти

ЭС – электростанция

УРЭ – удельный расход энергии

ЧРП – частотно-регулируемый привод

1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТОВ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1.1. Технологические процессы при освоении нефтяных и газовых месторождений

Месторождение нефти или газа – совокупность нескольких (иногда одна) залежей (естественное скопление в коллекторе) нефти или природного газа и газоконденсата на определенной территории, которая может занимать сотни километров. Добыча осуществляется через пробуренные скважины.

Коллектором нефти или газа называется пористая горная порода, насыщенная нефтью или газом. При разработке для извлечения нефти или газа создается перепад давления, зависящий от таких свойств коллектора, как пористость, проницаемость и насыщенность углеводородами.

Нефть – углеводород, состоящий в основном из углерода (82–87 %) и водорода (11,5–14,5 %), а также небольшого количества кислорода, азота, серы и некоторых других веществ [1]. В состав нефти входят метановые (парафиновые), нафтеновые и ароматические группы углеводородов. Углеводороды до C_5H_{12} при атмосферном давлении – газы. Начиная с C_5H_{12} и до $C_{15}H_{32}$ – жидкости.

Содержание в нефти высокомолекулярных соединений способствует увеличению ее плотности и вязкости.

Процесс добычи нефти неизбежно сопровождается получением попутного нефтяного газа (ПНГ), растворенного в нефтяном пласте. ПНГ представляет собой преимущественно смесь легких углеводородов, но могут присутствовать также азот, сероводород, диоксид углерода, инертные газы.

Природный газ добывают из газовых, газогидратных, газоконденсатных, газоконденсатнонефтяных или газонефтяных месторождений. В газовых месторождениях преобладает метан (до 98 %).

В нефтяных и газовых месторождениях всегда присутствует вода, которая располагается или в нижних частях пластов, или в водоносных горизонтах.

Режим разработки нефтегазоводоносного пласта – использование того или иного вида пластовой энергии для извлечения нефти. Режимы бывают естественными (крайне редко применяемые в настоящее время) и искусственными (с использованием энергии и/или химического воздействия нагнетаемых с поверхности земли в пласт воды: водных растворов полимеров; щелочей; серной, соляной или плавиковой кислоты (HF), бифторида фторида аммония ($\text{NH}_4\text{F} \cdot \text{HF} + \text{NH}_4\text{F}$); уголекислоты или углеводородного газа; мицеллярных растворов). Для повышения нефтеотдачи пласта используются также тепловые методы, например паром или горячей водой, внутрипластовым горением.

Система разработки залежи определяет последовательность добывающих, специальных (например, контрольных) скважин и последовательность их ввода; методы воздействия на продуктивные пласты; мероприятия по контролю и регулированию процесса разработки залежей. Расположение

фонда скважин, количество нагнетательных и эксплуатационных скважин зависят от формы залежи, геологических особенностей, характеристики коллекторов. Под рациональной системой разработки залежи подразумевается обеспечение длительной эксплуатации скважин с различными дебитами.

Для газового месторождения могут быть два режима: газовый и водонапорный. В первом случае поступление газа происходит вследствие его упругого расширения. При водонапорном режиме приток газа происходит как за счет упругого расширения газа, так и под действием краевых (подопшвенных) вод.

В зависимости от коллекторских свойств пласта, пластового давления, свойств нефти, наличия в ней воды, газа и т. д. способы эксплуатации нефтяных скважин подразделяются на фонтанный, газлифтный и насосный [2]. В настоящее время на месторождениях преобладает насосный метод добычи нефти, т. е. нефть поднимается из скважины механизированным способом с помощью насосов.

В состав месторождения входят:

- фонд скважин;
- система промысловых трубопроводов;
- пункт подготовки сбора нефти.

Со скважин нефтесодержащая жидкость (НСЖ) поступает на замерные установки, затем подается на дожимные насосные станции, где осуществляется первая ступень сепарации. Дегазированная жидкость подается насосами на центральный пункт сбора для обработки на последующих ступенях сепарации. Используются установки обезвоживания

и обессоливания нефти: термохимические обезвоживания нефти (ТХУ), электрообессоливающие (ЭЛОУ).

В термохимической установке смесь сырой нефти и реагента-деэмульгатора подогревают в трубчатых печах или пароподогревателе с последующим отделением воды в отстойниках, затем обезвоженная нефть поступает в резервуар сбора товарной нефти. Отделившаяся пластовая вода откачивается на установку по сбору сточных вод, которая включает при высокой обводненности продукции скважин УПСВ (установку предварительного сброса воды). Наиболее эффективным считается электрообезвоживающий способ, при этом до электродегидратора может быть установлена ступень термохимического обезвоживания. Кроме того, для повышения эффективности установки перед электродегидратором в НСЖ вводится, помимо деэмульгатора, пресная вода, обеспечивающая обессоливание нефти.

Сепараторы для отделения ПНГ по принципу действия делятся на гравитационные, центробежные и адсорбционные, используются горизонтальные и вертикальные конструкции. Сепараторы первой ступени размещаются на расстояниях не менее 1 км от скважин. НСЖ транспортируется на ЦСП (центральный сборный пункт), где от нее отделяется оставшийся газ (вторая ступень сепарации). ПНГ со всех ступеней сепарации подается на узел осушки газа, а затем на газотурбинные установки электростанции [3–7]. Нефть поступает в товарный парк и далее к магистральным трубопроводам. Система сбора может включать специальные емкости для сбора и временного хранения нефти (вертикальные цилиндрические стальные резервуары объемом до 3; 5; 10 и более м³).

Системы сбора могут быть индивидуальными на одну скважину или групповыми.

Промысловая подготовка в УППН (установка промысловой подготовки нефти) для обеспечения качества товарной нефти включает, помимо обезвоживания и обессоливания, также стабилизацию. Стабилизация представляет процесс регулирования давления насыщенных паров во избежание неконтролируемой потери легких углеводородов. Нагретая нефть поступает в сепаратор или в установку ректификации нефти (массообмен в жидкопаровой фазе при температуре 230 °С).

Технологические схемы добычи, сбора и подготовки продукции для отдельных промыслов могут отличаться, один из вариантов приведен на рис. 1.1.

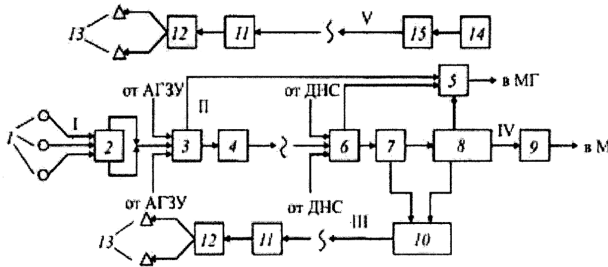


Рис. 1.1. Технологическая схема добычи нефти и ПНГ:

- 1 – добывающие скважины; 2 – автоматизированная групповая замерная установка; 3 – сепарационная установка 1-й ступени; 4 – ДНС; 5 – ГКС; 6 – ПСП и сепарационная установка 2-й ступени; 7 – УПСВ; 8 – УППН; 9 – товарный парк (ТП); 10 – установка водоподготовки (УВП); 11 – блочная кустовая насосная станция (БКНС); 12 – водораспределительный пункт (ВРП); 13 – нагнетательные скважины; 14 – источник пресной воды; 15 – водозабор с очистными сооружениями и насосной станцией; I – продукция скважин; II – ПНГ; III – отделяемая сточная вода; IV – товарная нефть; V – пресная вода

В случаях, когда ПНГ имеет высокое содержание водяных паров, осуществляется осушка газа, при необходимости производится очистка от сероводорода или диоксида углерода.

На товарную нефть регламентируются следующие показатели [8]: по содержанию серы, плотности нефти, по степени подготовки нефти на промысле (содержание воды, минеральных солей, механических примесей, органических хлоридов, давление насыщенных паров). В зависимости от группы подготовки нефти установлены следующие нормируемые параметры: массовая доля воды от 0,5 до 1,0 %; концентрация хлористых солей от 100 до 900 мг/дм³; содержание механических примесей до 0,05 %; давление насыщенных паров не более 66,7 кПа; массовая доля органических хлоридов во фракции, выкипающей до температуры 204 °С, не более 10 ppm.

Технологические схемы газового (газоконденсатного) промысла также могут отличаться в зависимости от особенностей месторождения. На рис. 1.2 приведен один из возможных вариантов. Газ от скважин по выкидным коллекторам (ВК) или шлейфам поступает на групповые газосборные пункты, где осуществляется измерение дебитов; очистка газа в сепараторах от механических примесей, воды, конденсата; обработка газа реагентами, предупреждающими образование влаги в газосборном коллекторе (ГК). Затем по газосборному коллектору газ поступает на промысловый газосборный пункт (ПГСП), совмещенный с головными сооружениями (ГС) на магистральном газопроводе. На ПГСП и ГС осуществляется подготовка газа: осушка, очистка от примесей (CO₂, H₂S и др.). Современные системы сбора газа классифицируются

в зависимости от степени централизации объектов подготовки газа, конфигурации трубопроводных коммуникаций, рабочего давления.

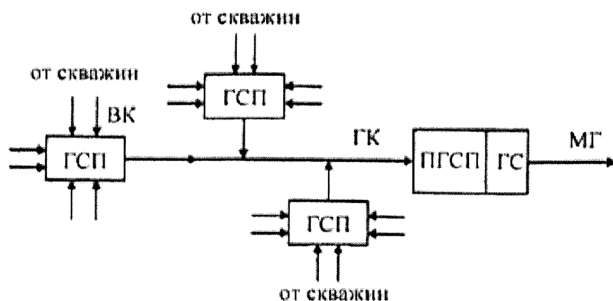


Рис. 1.2. Технологическая схема газового (газоконденсатного) промысла: ГСП – газосборный пункт; ПГСП – промышленный газосборный пункт; ГС – головные сооружения магистрального газопровода (МГ)

По степени централизации системы сбора газа разделяются на индивидуальные, групповые и централизованные. При индивидуальной системе сбора каждая скважина имеет свою установку подготовки газа (УПГ), после которой газ поступает в сборный коллектор и затем на центральный сборный пункт (ЦСП). Такая система применяется или на начальном этапе разработки месторождения, или при больших расстояниях между скважинами.

При групповой системе все технологические объекты по подготовке газа размещаются на групповом сборном пункте (ГСП) для группы близко расположенных скважин. Далее газ от ГСП подается к промышленному сборному коллектору и затем к ЦСП.

При централизованной системе газ от всех скважин по индивидуальным трубопроводам или сборному коллектору подается к общему ЦСП, что на большинстве месторождений обеспечивает минимизацию затрат.

Используются газосборные системы бесколлекторные и коллекторные. Коллекторные подразделяются на линейные, лучевые и кольцевые системы. Линейная газосборная система имеет один коллектор и применяется при разработке месторождений, имеющих в плане прямоугольную конфигурацию с 2–3 рядами скважин. Лучевая газосборная система включает несколько коллекторов, размещенных в виде лучей. Кольцевая газосборная система – замкнутый коллектор, охватывающий скважины месторождения, считается наиболее надежной с точки зрения подачи газа потребителям.

С точки зрения рабочего давления системы сбора газа делятся на вакуумные ($P \leq 0,1$ МПа), низкого давления ($0,1 < P < 0,6$ МПа), среднего давления ($0,6 < P \leq 1,6$ МПа) и высокого давления ($P > 1,6$ МПа).

Природный газ газовых месторождений после добычной скважины может содержать пары воды, газовый конденсат (тяжелые углеводороды), механические примеси (частицы породы, кристаллы солей). Наличие твердых частиц способствует абразивному износу труб, арматуры и деталей компрессорного оборудования, засорению контрольно-измерительных приборов. Газовый конденсат может оседать в низких точках газопроводов, уменьшая их проходное сечение. Присутствие водяных паров приводит не только к коррозии трубопроводов и оборудования, но и к образованию в трубопроводах гидратных пробок, также уменьшающих проход-

ное сечение. К коррозии может привести наличие сероводорода и вторичных продуктов его взаимодействия с водой (растворы сернистой и серной кислот). Для очистки от паров воды, конденсата, механических примесей используются сепараторы: вертикальной или горизонтальной конструкции, гравитационного или циклонного типа. Для удаления сероводорода и диоксида углерода применяются сорбционные методы, чаще абсорбционные с использованием воды, органических растворителей и их водных растворов (этанолamina, фенолята натрия, аммиака, соды и т. д.).

Наличие диоксида углерода негативно влияет на теплоту сжигания газа и приводит к коррозии оборудования.

Требования к качеству газа, подаваемого в магистральный газопровод, определены в [9]. Нормируемыми параметрами качества газа являются низшая теплота сгорания; температуры точки росы по воде и по углеводородам; массовые концентрации сероводорода, меркаптановой серы, механических примесей; молярные доли кислорода, диоксида углерода.

Для осушки газа используются охлаждение, абсорбция, адсорбция. При существенном превышении пластового давления по сравнению с давлением в магистральном газопроводе для охлаждения используется метод дросселирования. При пониженном пластовом давлении для охлаждения газа используются установки низкотемпературной сепарации. Для очистки широко используются, как уже было отмечено, абсорбционные, а также адсорбционные методы с применением, например, гидрата оксида железа и активированного угля.

Анализ технологических схем подготовки товарной продукции нефтяных и газовых месторождений показывает,

что для подготовки нефти и газа к транспортировке по магистральным трубопроводам требуются большие комплексы оборудования и коммуникаций, характеризующихся потреблением значительного количества ресурсов, и в первую очередь энергоресурсов.

Важнейшим приоритетным направлением энергетической политики России является рациональное использование и экономия энергии (энергосбережение – как часто называют этот процесс в России). Выбор основных направлений деятельности в области энергосбережения, а также разработка и внедрение энергосберегающих мероприятий (программы энергосбережения) для любого промышленного предприятия возможны только на основе анализа фактического состояния эффективности использования топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), определения потенциала энергосбережения с учетом условий функционирования основных технологических объектов. Такие данные можно получить различными способами, однако наиболее полными и объективными являются результаты, полученные в ходе проведения энергетических обследований (энергоаудитов) предприятий [10].

Объектом настоящего обследования является месторождение по добыче нефти (пос. Харьяга, Ненецкий автономный округ). Специфика энергопотребления обследуемого объекта заключается в необходимости постоянного использования электрической и тепловой энергии для обеспечения технологического процесса и жизнеобеспечения работающего персонала. Поэтому необходимость оценки эффективности использования энергоресурсов для обследуемого объекта актуальна.

Основное направление деятельности объекта – разработка и добыча нефти Харьягинского месторождения, подготовка и транспортировка товарной нефти, а также получение попутного нефтяного газа.

На данном предприятии используется насосный метод добычи нефти. Основными потребителями ТЭР на предприятии являются оборудование скважинного фонда, комплекс подготовки товарной нефти и насосное оборудование внешнего транспорта нефти.

В приложении А приведен генплан размещения технологических и энергетических установок, коммуникаций, резервуаров хранения нефти, коммунально-бытовых объектов.

1.2. Физико-географическая характеристика района нефтяного месторождения

1.2.1. Климатические характеристики

Климат Ненецкого автономного округа (НАО) формируется преимущественно под воздействием арктических и в меньшей степени атлантических масс воздуха, чему способствует географическое положение сильно вытянутой с запада на восток территории на Крайнем севере континента. Практически вся территория НАО расположена за Северным полярным кругом, севернее $66^{\circ}33'44''$ с. ш. (рис. 1.3).



Рис. 1.3. НАО на карте Российской Федерации

Район нефтяного месторождения расположен на побережье Баренцева моря. Климат района субарктический благо-

даря смягчающему влиянию моря. Известно, что на территории РФ имеют место три района северной климатической зоны [11]: наименее суровые условия (на северо-востоке европейской части), суровые и наиболее суровые (к востоку от Уральских гор). Рассматриваемый район считается с наименее суровыми условиями, строительско-климатический подрайон – I Г. Климатические характеристики приняты для вахтового поселка Варандей.

Поселок был основан в первой половине 1930-х гг. как база оседлости коренного населения, в начале 1970-х гг. превратился в нефтегазоразведочную базу. В настоящее время это вахтовый поселок при нефтяном терминале компании «Лукойл», используемый для отгрузки добываемой на месторождениях (Варандейское, Торавейское, Тобойское и др.) в северной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции нефти. Также в пос. Варандей расположена база для доставки вахтового персонала и грузов на морскую нефтяную платформу «Приразломная».

Характерные черты района – слабая теплообеспеченность, продолжительная суровая зима, короткое прохладное лето, наличие многолетней мерзлоты, низкая биологическая продуктивность. Близость морей, наличие многочисленных рек, озер и особенно болот способствуют большой влажности климата.

Основными показателями температурного режима является среднемесячная, максимальная и минимальная температура воздуха. Среднегодовая температура воздуха – минус 5,6 °С. Самый теплый месяц года – июль со среднемесячной температурой +9,7 °С. Самый холодный месяц – февраль

со среднемесячной температурой минус 18,4 °С. Абсолютный минимум температуры – минус 44,4 °С, максимум +32,0 °С.

Отопительный период составляет 313 суток, средняя температура отопительного периода –7,6 °С.

Устойчивый переход температуры воздуха через 0 °С к положительной температуре наблюдается в среднем 15–25 мая. Осенью переход средней суточной температуры воздуха через 0 °С к отрицательной происходит в среднем в конце сентября – начале октября.

На распределение температуры воздуха как зимой, так и летом сказывается влияние моря: зимой температура воздуха на побережьях морей выше, чем в удалении от моря, а летом – ниже.

В годовом ходе минимум осадков наблюдается в апреле. Минимальное за месяц количество осадков зафиксировано в феврале, максимум осадков наблюдается в сентябре.

В твердом виде выпадает 45 % осадков, около 40 % – в жидком, 15 % годового количества осадков составляют смешанные осадки.

Снег выпадает в конце сентября – начале октября, с переходом температуры через 0 °С. Устойчивый снежный покров образуется во второй половине октября. Максимальной величины снежный покров достигает во второй половине марта – апреле. Средняя высота снега в апреле достигает 65 см. Вследствие ветрового переноса высота снежного покрова в понижениях может достигать более 1,5 м, а на возвышенных участках – 0,1–0,3 м. Наблюдавшиеся зимние оттепели в сочетании с сильным ветром способствуют уплотнению снега, образованию наста, снежной и ледяной корок на по-

верхности снега и почвы. Явление гололеда в тундре чаще наблюдается в ноябре и декабре. В отдельные годы при резком понижении температуры ледяная корка сохраняется до весны (от 120 до 130 дней).

Уменьшение высоты снежного покрова происходит с начала апреля. Территория освобождается от снега к третьей декаде мая – началу июня. На пониженных защищенных местах снеготаяние идет медленнее. Средняя дата схода снежного покрова близка к весенней дате перехода средней суточной температуры через 0 °С. Число дней со снежным покровом в районе работ в среднем составляет 236 дней.

Зимой ветровой режим определяется взаимодействием исландского минимума и сибирского антициклона. Над округом располагается глубокая барическая ложбина, в направлении которой дуют ветры. В это время преобладают ветра южного, юго-западного направлений. На побережье в западной части округа среднемесячная скорость ветра может достигать 10 м/с, далее к востоку уменьшается до 6–7 м/с. Повторяемость штилей зимой минимальна – не более 1–3 %.

Летом воздушные потоки принимают восточное, юго-восточное направление на западе и северо-восточное на востоке Ненецкого автономного округа, скорости ветра снижаются до 5–6 м/с. Доля ветров со скоростями более 15 м/с резко падает.

Осенью частота сильных ветров со скоростью 15 м/с и более снова возрастает. Наиболее частыми являются ветры западного и северо-западного направлений.

По данным пос. Варандей [11], с октября по март преобладают южные и юго-западные ветры. В январе повторяемость

преобладающих направлений ветра составляет 26–33 % случаев, средняя скорость по румбам – 9,3 м/с; в летний период преобладают ветры западного направления, средняя скорость – 4,5 м/с.

Районный коэффициент стратификации, определенный за многолетний период и характеризующий распределение параметров воздуха по высоте в приземном слое атмосферы, $A = 160$ [12].

1.2.2. Рельеф и геоморфологические условия

Рельеф территории в основном равнинный. Территория представляет собой озерную тундру с многочисленными малыми реками. Руслу рек и ручьев извилисты, а берега часто круты и обрывисты.

В региональном плане выделяются древний Тиманский кряж и хребет Пай-Хой, заболоченные участки Большеземельской и Малоземельской тундры.

В геоморфологическом отношении район работ приурочен к первой морской террасе, в прибрежной зоне полуострова Варандей. Рассматриваемая территория представляет собой крайний северный участок Большеземельской тундры. В районе размещения изыскиваемой площадки выделяется I морская терраса.

1.2.3. Гидрологические условия

Территория округа омывается на западе водами Белого, на севере Баренцева и Печорского, на северо-востоке Карского морей, образующими многочисленные заливы губы: Ме-

зенскую, Чешскую, Колоколковскую, Печорскую, Хайпудырскую и др.

Характерны густая речная сеть (в среднем 0,53 км на 1 км² площади), обилие озер. Реки относятся к бассейнам морей Северного Ледовитого океана, имеют в основном равнинный характер, а на краях – порожистый. Питание – преимущественно талыми снеговыми водами (до 75 % стока). Дождевые воды имеют подчиненное значение (15–20 % стока), доля подземных вод составляет 5–10 % либо практически отсутствует. Распределение стока носит резко выраженную сезонность с летней и зимней меженью, большим весенним и незначительным осенним паводками.

Продолжительность ледостава 7–8 месяцев. Толщина льда к концу зимы достигает 0,7–1,2 м, а небольшие тундровые реки промерзают до дна.

Среди рек особое место занимает река Печора, в пределах округа находится ее низовье (220 км) с обширной дельтой. Глубины позволяют морским судам подниматься до г. Нарьян-Мар. По водности Печора уступает в европейской части России только Волге. Значительны реки Вижас, Ома, Снопа, Пеша, Волонга, Индига, Черная, Море-Ю, Коротаиха, Кара, а также притоки Печоры – Сула, Шапкина, Лая, Колва, Адзьва.

Среди озер выделяются Голодная Губа (186 км²), системы озер: Вашуткинские, Урдюжские, Индигские и др. Большинство озер мелкие с площадью водного зеркала до 3 км² и средними глубинами 0,5–3 м, реже 4–5 м. Котловины озер в основном остаточного-ледникового и термокарстового происхождения, в долинах рек – реликтовые озера-старицы.

Болота занимают 5–6 %, на побережье до 10–20 % территории. Глубина их от 0,5 до 2 м. Основные типы болот: бугристые (плоско- и крупнобугристые) и верховые сфагновые грядово-мочажинные атмосферного питания, пойменные низинные грунтового питания и переходные сфагновые.

Мощность торфяных залежей бугристых болот достигает 3–5 м. Гидрография в районе предполагаемого строительства представлена бассейном реки Ябтарма, впадающей в Баренцево море, и многочисленными озерами.

Средняя амплитуда колебания уровня воды на большинстве внутриболотных озер невелика и колеблется от 0,26 до 0,51 м, в среднем составляя 0,38 м. Максимум приходится на период весеннего половодья. Для этих озер максимальная отметка уровня соответствует 7,1 м. Минимальная отметка поверхности земли района работ составляет 6,18 м. Поэтому пониженные участки могут быть затоплены в весенний период от поверхностных вод близлежащих водных объектов.

1.2.4. Геологические условия

В геоморфологическом отношении район относится к первой морской террасе в прибрежной зоне полуострова Варандей. В геологическом строении имеют место отложения четвертичной системы, в геокриологическом отношении – это северная геокриологическая зона, подзона сплошного распространения многолетнемерзлых пород (ММП). Среднегодовые температуры мерзлых грунтов изменяются от минус 0,6 до минус 1,0 °С.

Нормативная глубина сезонного оттаивания определена согласно [13] при условии сохранения естественных природ-

ных условий (растительного покрова, режима грунтовых вод) и составляет: для торфов – 0,89–0,91 м, для песчаных грунтов – 2,09–2,33 м, для суглинков – 1,49–2,09 м.

На отдельных участках могут быть надмерзлотные воды, которые по химическому составу преимущественно весьма пресные, преимущественно хлоридно-гидрокарбонатно-кальциево-натриевые, реже гидрокарбонатно-кальциево-магниевые с минерализацией 166,7–178,9 мг/л, с рН 5,49–5,67, с общей жесткостью 1,44–2,05 мг-экв/л. По степени агрессивного воздействия на бетон – воды от слабоагрессивных до среднеагрессивных по показателю рН (среднеагрессивные свойства воды проявляют для грунтов с коэффициентом фильтрации $< 0,1$ м/сут и слабоагрессивные по содержанию агрессивной углекислоты 12–17 мг/л); по степени агрессивного воздействия на арматуру железобетонных конструкций (содержания ионов хлора до 58,9 мг/л) – неагрессивные при постоянном погружении и слабоагрессивные при периодическом смачивании; по степени агрессивного воздействия на металлические конструкции при свободном доступе кислорода (содержание хлоридов и сульфатов менее 5 г/л) – среднеагрессивные.

По химическому составу грунтовые воды преимущественно весьма пресные, преимущественно гидрокарбонатно-хлоридно-натриево-кальциево-магниевые с минерализацией 132,5–142,8 мг/л, с рН 5,37–5,46, с общей жесткостью 1,48–1,58 мг-экв/л. По степени агрессивного воздействия на бетон воды от слабоагрессивных до среднеагрессивных по показателю рН (среднеагрессивные свойства воды проявляют для грунтов с коэффициентом фильтрации $< 0,1$ м/сут

и слабоагрессивные по содержанию агрессивной углекислоты 14–21 мг/л; по степени агрессивного воздействия на арматуру железобетонных конструкций (содержания ионов хлора до 58,9 мг/л) – неагрессивные при постоянном погружении и слабоагрессивные при периодическом смачивании; по степени агрессивного воздействия на металлические конструкции при свободном доступе кислорода (содержание хлоридов и сульфатов менее 5 г/л) – среднеагрессивные.

Максимальный прогнозируемый уровень грунтовых и надмерзлотных вод – до дневной поверхности.

В геолого-литологическом разрезе выделено девять инженерно-геологических элементов (ИГЭ). К специфическим грунтам в районе относятся: техногенные (насыпные) грунты (ИГЭ-1), органические грунты – торф (ИГЭ-2) и засоленные грунты ИГЭ. Грунты обладают агрессивностью к свинцовой и алюминиевой оболочке кабеля от низкой до высокой, по степени агрессивности сульфатов для бетонов на портландцементе – от неагрессивных до сильноагрессивных.

На территории развиваются частично процессы заболачивания, повсеместно морозного пучения (грунты деятельного слоя являются пучинистыми) и обводнения. В период оттаивания деятельного слоя в июне – сентябре возможно повсеместное появление надмерзлотных вод. Кроме того, имеет место неглубокое залегание уровня грунтовых и надмерзлотных вод. Максимальный прогнозируемый уровень грунтовых и надмерзлотных вод может быть до дневной поверхности.

1.2.5. Почвенные условия

В системе почвенного районирования район отнесен к умеренно-континентальной Северо-Европейской провинции тундровых глеевых дифференцированных, глееподзолистых и болотных почв тундровой зоны.

В зависимости от биоклиматических условий, рельефа, характера почвообразующих пород, глубины поверхностных вод различают следующие основные типы тундровых почв: аркто-тундровые глееватые, тундровые примитивные, тундровые поверхностно-глеевые, торфяно-болотные, дерновые. На песчаных и супесчаных почвообразующих породах в условиях хорошего дренажа формируются тундровые оподзоленные иллювиально-гумусовые почвы. Аркто-тундровые глееватые встречаются на острове Вайгач и побережье Карского моря, тундровые примитивные – в верхней части склонов Пай-Хоя, тундровые поверхностно-глеевые, как и торфяно-болотные, широко распространены по территории всего округа. На юго-западе округа в подзоне северной тайги формируются глеево-подзолистые почвы и подзолы иллювиально-железисто-гумусовые.

Почвообразовательный процесс обусловлен низкими температурами, коротким летом, широким распространением многолетнемерзлых пород, переувлажненностью и развивается по глеево-болотному типу. Химическое выветривание протекает слабо, при этом высвобождающиеся основания вымываются из почвы, и она обеднена кальцием, натрием, калием, но обогащена железом и алюминием.

Недостаток кислорода и избыточная влага затрудняют разложение растительных остатков, которые медленно накапливаются в виде торфа.

Заболоченность территории изыскания сопровождается распространением на участке работ торфяно-глеевых болотно-тундровых и болотных почв.

Природная особенность почв – низкая микробиологическая активность и низкая скорость разложения органических веществ, образующихся в процессе минерализации растительных остатков.

1.2.6. Растительный мир

В системе ботанико-географического районирования район относится к северным гипоарктическим тундрам. В соответствии с геоботаническим районированием Арктики [14] территория лежит в пределах Восточно-Европейской подпровинции Восточно-Европейско-Западно-Сибирской провинции субарктических тундр, т. е. район относится к северным тундрам, что соответствует средней полосе субарктических тундр.

Характерная для северных тундр Европейского северо-востока комплексность растительного покрова проявляется на микро- и мезоуровнях в формировании различных сочетаний сообществ, что определяется микрорельефом преимущественно биогенного происхождения. Примером комплексности являются хасырейные болота, широко распространенные на территории изысканий. Для тундр комплексность выражена слабее, хотя, как правило, однородные тундровые сообщества редко занимают сколько-нибудь большие площади.

1.2. Физико-географическая характеристика района...

Исключение составляют сообщества лайд (маршей) и осоково-пушицево-гипновые болота. Последние в то же время отличаются образованием фитокатен – постепенной сменой близких по составу и структуре сообществ вдоль градиента среды, в данном случае – увлажнения.

2. ГЕНЕРАЦИЯ И ПОТРЕБЛЕНИЕ ЭНЕРГИИ ПРИ ОСВОЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

2.1. Перспективы развития теплоэнергетики в России

Согласно Энергетической стратегии России [15], в 2025–2035 гг. потребуются вывести из эксплуатации, реконструировать или заменить новыми мощностями не менее 70 ГВт наиболее изношенных тепловых электростанций (ТЭС). При этом прогноз изменения спроса на электрическую энергию (выполненный на основе моделирования прогнозов социально-экономического развития России) показывает, что до 2035 г. возможен рост спроса с CAGR около 0,9–1,2 % в год. Это приведет к увеличению потребности в мощности на 35–47 ГВт. Частично восполнение мощностей будет происходить за счет новых вводов атомных электростанций (АЭС), гидроэлектростанций (ГЭС) и возобновляемых источников энергии (ВИЭ) – согласно консервативному сценарию Генеральной схемы размещения объектов электроэнергетики, что обеспечит 14,4 ГВт. Ввод в эксплуатацию уже строящихся ТЭС обеспечит еще 6,1 ГВт дополнительной мощности. Таким образом, с учетом «срабатывания» имеющегося сейчас избытка мощностей остающаяся потребность в генерирующих мощностях в единой энергосистеме (ЕЭС) России

2.1. Перспективы развития теплоэнергетики в России

к 2035 г. может составить 54–66 ГВт, таким образом, доступ к электроэнергии будет с каждым годом все дороже либо невозможен ввиду отсутствия мощностей у энергосетевых компаний [16].

2.2. Особенности генерации энергии при освоении месторождений

Освоение нефтяных месторождений, как правило, удаленных от единой энергетической системы страны, неизбежно связано с надежным обеспечением электрической и тепловой энергией технологических процессов и бытовых потребностей обслуживающего персонала [6]. Для выработки электроэнергии на месторождениях в большинстве случаев используются дизельные электростанции (ДЭС), при этом возникают проблемы с доставкой топлива на огромные расстояния при отсутствии дорог, что существенно повышает себестоимость добываемой нефти [2]. В целях экономии дизельного топлива на месторождениях в качестве альтернативного топлива для генерирующего оборудования используются попутный нефтяной газ (ПНГ) [5], «сырая» нефть [17] и ее высоковязкие продукты переработки. Однако особенности подготовки и использования указанных альтернативных видов топлива ограничивают их применение, несмотря на достаточно длительный период исследований в этой области, включая такие работы, как [18].

При этом зачастую ДЭС используются нерационально, а именно – используются только для выработки электроэнергии. При этом известно, что при использовании ДЭС также можно получать и тепловую энергию до 120 % от мощности ДЭС. Для решения этого вопроса необходимо при покупке ДЭС оснащать их системами утилизации тепла (СУТ). При этом получаемую тепловую энергию можно использовать на

2.2. Особенности генерации энергии при освоении месторождений

нужды отопления, горячего водоснабжения (ГВС) и другие технологические нужды, высвобождая при этом необходимую электроэнергию для технологических нужд (насосы и т. д.).

Для примера можно взять вахтовый жилищный комплекс (ВЖК) одного из месторождений, расположенного за Полярным кругом в Ненецком автономном округе.

Так, выработка электроэнергии для ВЖК за 2018 г. составила $2,6 \cdot 10^6$ кВт · ч, соответственно при помощи СУТ можно было бы за год получить почти $2,2 \cdot 10^3$ Гкал, что при установленной норме расхода котлов в 105 кг на Гкал дало бы экономию 236 т дизельного топлива (рис. 2.1, 2.2).



Рис. 2.1. Выработка тепловой энергии и электроэнергии за 2018 г.

При этом кроме экономии топлива также появлялись бы другие плюсы, такие как:

- уменьшение времени работы котлов, соответственно, продление их ресурса;
- дополнительное резервирование по выработке тепловой энергии;

- снижение выбросов вредных веществ от дымовых газов котельной.

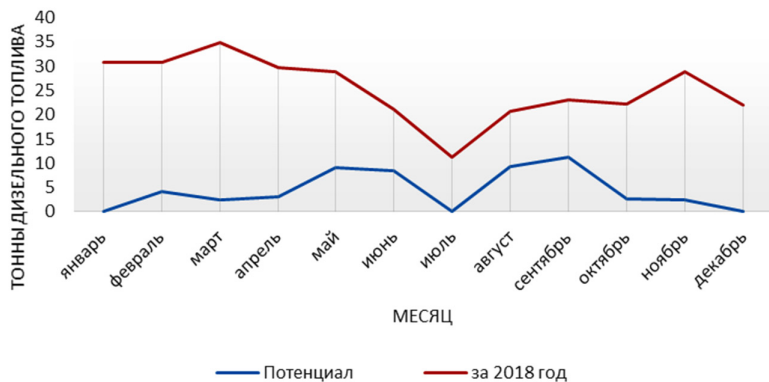


Рис. 2.2. Расход дизельного топлива на выработку тепловой энергии и потенциал за 2018 г.

Соответственно, при освоении месторождений, заменяя отопление с электрического на водяное, можно было бы так же получать существенную экономию за счет фактически бесплатной (на третий год) тепловой энергии, при этом высвобождая электрическую энергию для технологических нужд.

Газотурбинные установки (ГТУ) Siemens SGT-200-1S (тепловая мощность 11418 кДж/кВт · ч) при их оснащении котлами-утилизаторами (рис. 2.3) способны выдавать более 10 т сухого насыщенного пара с температурой до 450 °С, энергию которого так же можно направить на технологические нужды, например для переработки сероводорода (низкотемпературное термическое разложение сероводорода на сульфидных катализаторах) либо на подогрев нефти.

2.2. Особенности генерации энергии при освоении месторождений

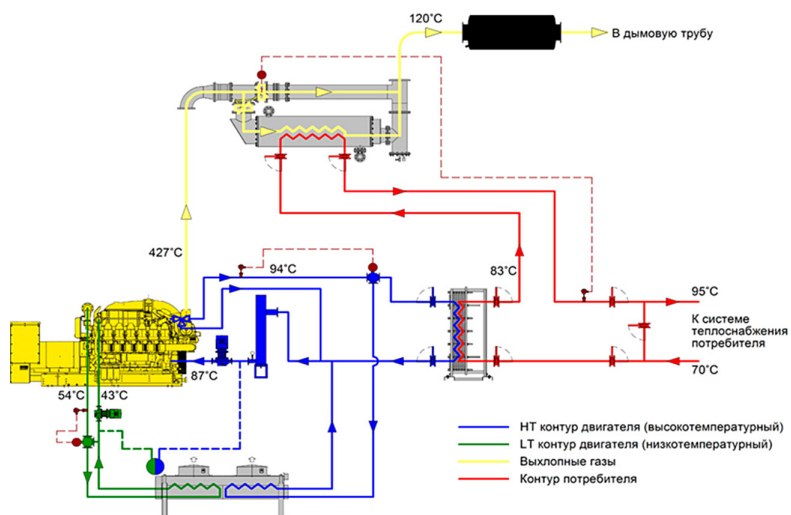


Рис. 2.3. Структурная схема утилизации теплоты ГТУ

Также полученную тепловую энергию можно было бы отправить на обогрев трубопроводов, помещений, снизив нагрузку на электросети, и тогда можно было бы выводить турбины на техническое обслуживание, не включая при этом дизель-генераторные установки для поддержания необходимой выработки электроэнергии и не отключая энергопотребляющие установки типа насосов поддержания пластового давления (ППД), экспортных насосов (при нагрузке в 5 МВт турбина теоретически выдавала бы 13,6 Гкал).

Негативной стороной выработки тепловой энергии в этом случае можно считать следующее: транспортировка тепловой энергии более затратна по сравнению с электрической, поэтому отапливаемые объекты должны находиться вблизи

источника тепловой энергии (для уменьшения металлоемкости и снижения потерь тепловой энергии при транспортировке).

Отсюда следует, что для энергоэффективности предприятия энергетика должна носить распределенный характер, т. е. вырабатывать энергию нужно в месте ее использования.

Необходимо закладывать распределенную генерацию при освоении месторождений (с подготовкой топливного газа), отдавая предпочтение небольшим газопоршневым электростанциям (ГПЭС) (желательно с газодизельным двигателем), нежели ГТУ малой мощности. Здесь надо иметь стоимость ГПЭС на 6,36 МВт – 320 млн руб. Если использовать, например, 12 установок по 530 кВт, которые можно приобретать по мере необходимости при возрастании энергопотребления, то соответственно снижаются первоначальные затраты. В конечном итоге будет создана оснащенная тепловыми модулями одна энергосистема на каждой отдельной промплощадке (кусте скважин).

При этом выработка тепловой энергии от данной электростанции составит 1,89 МВт (при полной нагрузке, соответственно – наивысшем КПД), что превосходит затраты тепловой энергии. Например, для будущего вахтового поселка можно было бы полностью отказаться от котлов. Такая величина эквивалентна потреблению электроэнергии на работу 12 электроприводных центробежных насосов (ЭЦН) с энергопотреблением 120 кВт · ч при ее высвобождении в результате замены на тепловую энергию.

Стоит отметить также, что на электрообогрев трубопроводов расходуется до 21 % вырабатываемой электроэнергии за год [6], что могло бы быть компенсировано за счет замены

электрообогрева на обогрев жидкостный (если не учитывать капитальных затрат на монтаж теплоспутников).

Принципы генерации тепловой и электрической энергии при освоении газовых месторождений в целом идентичны принципам генерации энергоресурсов на нефтяных месторождениях. На начальном этапе разработки газового месторождения для выработки тепловой и электрической энергии также используется дизельное топливо. Отличие заключается в отсутствии необходимости подогрева технологических трубопроводов. По завершении обустройства месторождения в качестве топлива может использоваться и добываемый газ. С учетом особенностей функционирования современных газотранспортных магистралей преимущественно с газотурбинным приводом нагнетателей газа [36] для теплофикационных нужд на объектах транспортировки газа широко применяется система утилизации теплоты отходящих газов газотурбинных установок (ГТУ). На рис. 2.4 приведена технологическая схема компрессорной установки с газотурбинным приводом, в состав ГТУ входят турбины: высокого (ТВД) и низкого (ТНД) давления, силовая турбина.

В ГТУ простого цикла температура выхлопных газов перед выбросом в атмосферу составляет $t_{\text{вых}} = 400\text{--}500\text{ }^{\circ}\text{C}$, температура уходящих газов после утилизации – $t_{\text{yx}} = 120\text{--}180\text{ }^{\circ}\text{C}$. Утилизация теплоты уходящих газов обязательно сопровождается некоторым снижением располагаемой мощности и КПД ГТУ из-за дополнительного сопротивления на выходе. При этом увеличение доли использованной теплоты приводит к пропорциональным потерям мощности. На практике обычно потеря мощности не превышает 1–2 % номинальной,

что не отражается существенно на производительности газопровода (сопротивление выходного тракта – до 1,500 кПа). Максимальное возможное значение утилизированной теплоты [37] для регенеративных ГТУ – $Q = 3-7$ ГДж/(МВт·ч), для простых ГТУ $Q = 6-10$ ГДж/(МВт·ч). Сравнительно высокая температура газов позволяет нагревать воду до 150–170 °С, что делает экономически целесообразным подачу теплоносителя на расстояние до 15 км.

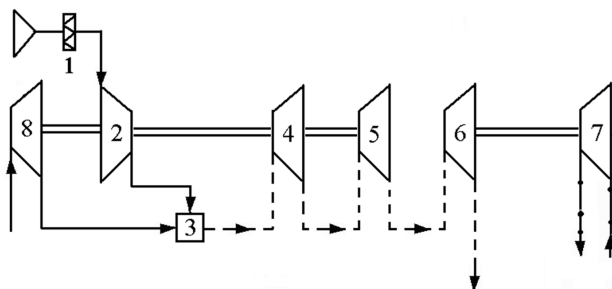


Рис. 2.4. Технологическая схема компрессорной установки:
1 – воздушный фильтр; 2 – осевой компрессор; 3 – камера сгорания;
4 – ТВД; 5 – ТНД; 6 – силовая турбина; 7 – нагнетатель;
8 – турбодетандер

Однако используемое утилизационное оборудование для компрессорных станций (КС) магистральных газопроводов имеет ряд недостатков. Прежде всего следует отметить низкую технологичность и трудоемкость изготовления, большую металлоемкость. Также характерна для данных теплообменников невысокая выработка тепловой энергии вследствие ограниченных возможностей регулирования и, соответственно, низкая энергоэффективность. Существенную роль на энер-

гетические показатели системы утилизации оказывает качество воды, для подготовки которой также затрачиваются энергоресурсы.

Кроме того, опыт эксплуатации систем водяного теплоснабжения показывает, что их работоспособность при разработке газовых месторождений и транспортировке газа ухудшается по следующим причинам:

- образование накипи внутри труб при отсутствии или низком качестве химводоочистки;
- несоответствие характеристик теплогенерирующего оборудования расчетным;
- отсутствие эффективных схем автоматизации системы утилизации теплоты при переменных режимах работы технологического оборудования;
- сложность повторного включения в работу при аварийных остановах источников теплоты.

Указанные причины могут явиться причиной размораживания отопительно-вентиляционных систем и, как следствие, выхода из строя отопительных приборов, воздухонагревателей, трубопроводов, арматуры и т. д.

В связи с изложенным можно отметить, что в настоящее время на КС, оборудованных утилизационными теплообменниками, в качестве резервного источника теплоснабжения по-прежнему применяются отопительные котельные.

2.3. Перспективные направления выработки энергоресурсов в мире

Повышению эффективности энергоснабжения различных производственных и коммунальных потребителей на основе традиционных и нетрадиционных источников энергии посвящено значительное количество работ, в частности [6, 19–27], тем не менее особую роль авторы отводят когенерации энергии. Например, в работе [20] отмечено, что в Евросоюзе когенерация выросла за 2017 г. по электроэнергии на 3,3 % и тепловой энергии на 4,6 %. Доля когенерации на возобновляемых источниках энергии (ВИЭ) и отходах составила 27,9 %.

Известно, что структура потребления энергетических ресурсов отличается крайней неравномерностью, более половины мощностей используется в качестве резервных, пиковых и сезонных [23–26].

Опыт северных стран Европы показывает, что распределенную генерацию лучше развивать в совокупности с распределенным теплоснабжением, используя когенерацию – технологию совместного производства тепловой и электрической энергии в едином цикле. Распределенная когенерация в этих странах стала первым шагом на пути эффективной децентрализации энергосистем и среди прочего позволила снизить затраты на содержание магистральных сетей и устранить нерациональные потери энергии. Так, в Дании система мер поддержки мини-ТЭЦ привела к появлению за 10–20 лет сотен небольших энергоцентров на природном газе и биомассе (рис. 2.5) [16].

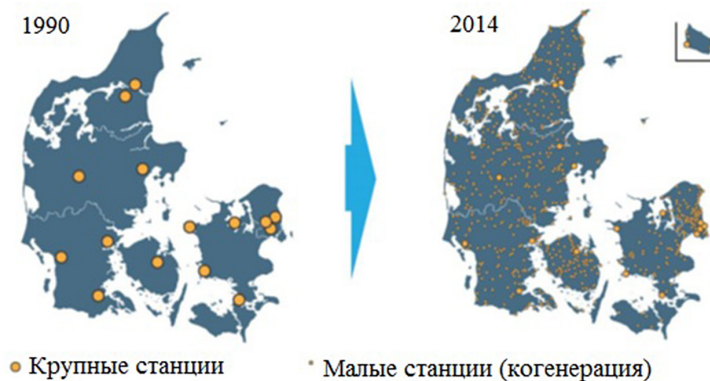


Рис. 2.5. Иллюстрация децентрализации энергетики в Дании на основе распределенной когенерации

По данным *Danish Energy Agency*, развитие распределенной когенерации снизило годовое потребление первичной энергии в Дании на 11 % и уменьшило эмиссию CO_2 на 4,5 млн т в год.

На большинстве нефтяных месторождений используется автономная выработка электрической и тепловой энергии с применением попутного нефтяного газа (ПНГ), при этом часть тепловой энергии уходит в атмосферу с дымовыми газами. Для решения этой проблемы предлагается обратить внимание на давно известный двигатель Стирлинга [28, 29].

Двигатель Стирлинга – это разновидность двигателя внешнего сгорания, т. е. тепловая машина, в которой рабочее тело в виде газа или жидкости движется в замкнутом объеме. Принцип действия основан на периодическом нагреве и охлаждении рабочего тела с извлечением энергии из возникающего при этом изменения давления. Он может работать

не только от сжигания топлива, но и от любого источника тепла, в том числе от солнечной энергии. На рис. 2.6 и 2.7 приведены современные конструкции установок с двигателем Стирлинга.

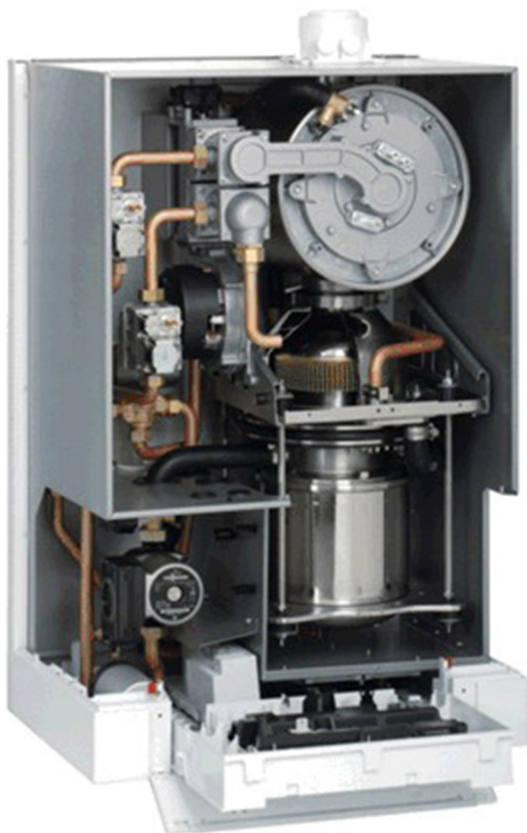


Рис. 2.6. Когенерационная установка Viessmann с двигателем Стирлинга

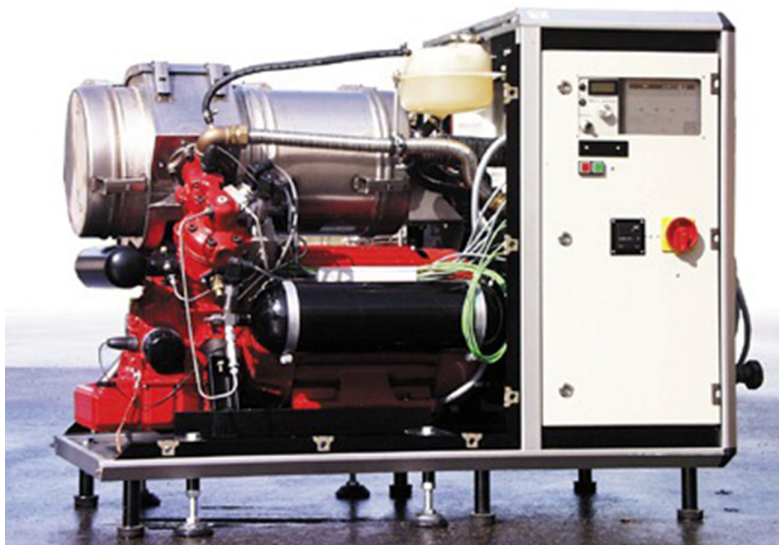


Рис. 2.7. Двигатель Стирлинга в составе когенерационной установки (Германия)

Когенерационная установка мощностью 9 кВт (рис. 2.8) с двигателем Стирлинга, работающем на природном газе, дополнительно вырабатывает около 27 кВт тепловой энергии.

Таким образом, являясь по своей сути двигателем внешнего сгорания, двигатель Стирлинга не требует какой-либо особой подготовки попутного нефтяного газа для своей работы.

В данный момент двигатели Стирлинга являются одним из лучших решений для выработки энергии на новых нефтяных месторождениях, где подготовка ПНГ еще не налажена должным образом или использование ПНГ ниже 100 %.

Также он может использоваться и при сжигании нефти для выработки электроэнергии, но в связи с малыми инвестициями двигатели Стирлинга пока выпускаются штучно и стоят намного дороже двигателей внутреннего сгорания (ДВС). Так, установка на 400 кВт стоит около €530 тыс. (дороже ДЭС в 70 раз), но при этом срок ее окупаемости составляет около трех лет, как заявляет производитель, и она долговечнее.

Среди достоинств двигателей Стирлинга следует отметить в первую очередь простоту конструкции. Двигатель не требует дополнительных систем, таких как, например, газораспределительный механизм. Он запускается самостоятельно, не нуждается в стартере, и его характеристики позволяют избавиться от коробки передач. Таким образом, простота конструкции, отсутствие многих «нежных» узлов позволяют ему обеспечить увеличенный ресурс для других двигателей. Запас работоспособности составляет десятки и сотни тысяч часов непрерывной работы.

Важной особенностью двигателя Стирлинга как двигателя внешнего сгорания (вернее – внешнего подвода теплоты) является возможность его функционирования при почти любом перепаде температур, например между разными слоями воды в океане, от солнечной энергии, ядерного или изотопного нагревателя, угольной или дровяной печи и т. д. При этом для утилизации некоторых видов тепловой энергии, особенно при небольшой разнице температур, они часто оказываются самыми эффективными видами двигателей, что подтверждает их экономичность. Например, в случае преобразования солнечной энергии в электрическую двигатели Стирлинга иногда дают больший КПД (до 31,25 %), чем тепловые машины при использовании пара.

С экологической точки зрения необходимо отметить возможность более полного сгорания топлива в двигателе внешнего сгорания, к которым относится двигатель Стирлинга, чем в двигателе внутреннего сгорания. Это способствует практическому отсутствию выхлопа из цилиндров и снижению шумового загрязнения атмосферы.

Таким образом, эффективность двигателей Стирлинга в когенерационных установках по сравнению с двигателями внутреннего сгорания (ДВС) и газовыми турбинами определяется особенностью его теплового баланса [38]. Для двигателя Стирлинга баланс между потерями теплоты с отработанными газами и в охлаждающую воду составляет соответственно 10 и 40 %. В результате КПД современных зарубежных Стирлинг-генераторов с учетом получения дополнительной теплоты может достигать 95 %.

Среди недостатков двигателей Стирлинга следует отметить прежде всего громоздкость и материалоемкость для поршневых вариантов двигателя. У двигателей внешнего сгорания вообще и двигателя Стирлинга в частности рабочее тело необходимо охлаждать, и это приводит к существенному увеличению массогабаритных показателей силовой установки за счет увеличенных теплообменников. Но при этом можно получать тепловую энергию для производственных нужд.

Также для получения характеристик, сравнимых с характеристиками ДВС, приходится применять высокие давления (свыше 10 МПа) и особые виды рабочего тела – водород, гелий. Теплота подводится не к рабочему телу непосредственно, а только через стенки теплообменников. Поскольку стенки имеют ограниченную теплопроводность, КПД оказывается

ниже, чем можно было ожидать. Горячий теплообменник работает в очень напряженных условиях теплопередачи и при очень высоких давлениях, что требует применения высококачественных и дорогостоящих материалов. Чем больше площадь теплообмена, тем больше потери теплоты. При этом растет размер теплообменника и объем рабочего тела, не участвующий в работе. Поскольку источник теплоты расположен снаружи, двигатель медленно откликается на изменение теплового потока, подводимого к цилиндру, и не сразу может выдать нужную мощность при запуске.

Для быстрого изменения мощности двигателя используются способы, отличные от применяемых в двигателях внутреннего сгорания: буферная емкость изменяемого объема, изменение среднего давления рабочего тела в камерах, изменение фазного угла между рабочим поршнем и вытеснителем. В последнем случае отклик двигателя на управляющее действие является почти мгновенным.

Таким образом, исходя из достоинств и недостатков двигателей Стирлинга, можно сказать, что данная технология очень перспективна при должных инвестициях.

Примером служит *Ripasso Energy* – шведская компания по экологически чистым технологиям, основанная в 2008 г. с целью дальнейшего совершенствования несравненной способности технологии Стирлинга преобразовывать тепловую энергию в электроэнергию. Компания предлагает множество решений, позволяющих производить электроэнергию по рекордно низким ценам по сравнению с другими экологически безопасными и устойчивыми альтернативами. Двигатель Стирлинга *Ripasso Energy* может работать с ши-

2.3. Перспективные направления выработки энергоресурсов в мире

роким спектром видов топлива. Последний продукт компании, PWR BЛОК 400-F (рис. 2.8), преобразует промышленные остаточные и факельные газы в электрическую энергию с высокой эффективностью.



Рис. 2.8. Внешний вид PWR BЛОК 400-F [3]

PWR BLOK 400-F – это решение на основе контейнера, в котором двигатели Стирлинга используются для извлечения энергии из остаточных газов промышленности. Это обеспечивает значительную экономию энергии и снижение затрат, а также сокращение глобальных выбросов углекислого газа. PWR BLOK 400-F содержит 14 мешалок в контейнере и обеспечивает общую полезную мощность 400 кВт. Контейнер размещается на заводах, где происходит сжигание остаточного газа, и преобразует газ в электричество. Срок окупаемости при полной нагрузке составляет около трех лет. Срок службы составляет не менее 25 лет.

Первый PWR BLOK 400-F из семи заказанных южноафриканским производителем феррохрома *Afarak Mogale* был введен в эксплуатацию в 2019 г.

PWR BLOK 400-F – это уникальный шведский продукт, разработанный Ripasso Energy, в котором двигатели Стирлинга компании преобразуют промышленные остаточные газы в экологически чистое электричество. Каждая установка PWR BLOK снижает глобальные выбросы углекислого газа примерно на 3500 т в год, что эквивалентно примерно такому количеству углекислого газа, который ежегодно выбрасывается 2300 автомобилями в Швеции.

Ripasso Energy подписала соглашение о поставке семи блоков PWR BLOK 400-F с *Afarak* всего через три месяца после запуска продукта. Стоимость сделки составила €3,7 млн. В октябре 2018 г. *Ripasso Energy* подписала письмо о намерениях с южноафриканским производителем феррохрома *Glencore* на установку не менее 44 и не более 136 блоков PWR BLOK на заводе Glencore в Ладенбурге и/или

на заводе Lion в Южной Африке. Стоимость заказа составила от €22 до €68 млн. Проект стал практически крупнейшим проектом по переработке отходов в Африке. Это решение позволяет сократить выбросы углекислого газа, вызванные потреблением электроэнергии, компанией *Glencore* на 154 000–476 000 т в год.

Анализ позволяет сделать вывод, что двигатели Стирлинга при должных инвестициях в их совершенствование имеют большое будущее, так как могут работать практически везде. Особенно ценно, что они могут работать как на ПНГ, «сырой» нефти и нефтепродуктах, так и на отработанном масле, при этом обеспечивая их полное сгорание, соответственно, нанося окружающей среде минимальный вред, какой только возможен при использовании горючего топлива.

Далее проанализируем вопрос использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) – энергии солнца, ветра, волн. Начнем с мирового опыта, так как в России пока ВИЭ не столь популярны в промышленных масштабах.

Согласно статистике Управления энергетической информации (EIA) Минэнерго США, в 50 % штатов ВИЭ (биотопливо, гидроэлектростанции, солнечные и ветряные электростанции, а также геотермальная энергия) производят больше энергии, чем атомные электростанции [4]. В 30 % штатов ВИЭ обгоняет по генерации электричества угольные электростанции. В целом, по данным Федеральной комиссии по регулированию в области энергетики США (FERC), ВИЭ обеспечивают 20,66 % от общего энергопотребления страны. ВИЭ существенно опережают атомные электростанции (9,12 %) и вскоре догонят угольные (23,04 %).

Основным источником электроэнергии в США по-прежнему остаются угольные тепловые электростанции (ТЭС), но их доля в общей генерации стремительно падает. До 2023 г. их суммарная мощность сократится почти на 16 ГВт. Уже сейчас чистые источники опережают по производительности угольные электростанции в 17 штатах. А в Род-Айленде, Вермонте и Вашингтоне угольных электростанций нет вообще.

АЭС до 2023 г. прибавят лишь 756 МВт, в то время как ВИЭ обещают рекордный рост до 156,981 ГВт. От использования АЭС уже отказались штаты Колорадо, Мэн, Орегон и Вермонт.

Среди ВИЭ до 2023 г. наиболее сильный прирост покажут солнечные электростанции (90,981 ГВт) и ветряные (52,216 ГВт). На данный момент солнечная энергетика опережает ядерную в 21 штате, а ветряная – в 22 штатах.

Еще в шести штатах, которые используют ядерную энергию (Калифорния, Айова, Канзас, Миннесота, Техас и Вашингтон), возобновляемые источники генерируют больше электричества. Причем здесь не учитываются домашние солнечные электростанции (обычно размещаемые на крышах домов) и системы аккумуляции, которые опосредованно обеспечат еще 30 % прибавки к мощности солнечных электростанций.

В первом десятилетии XXI в. началось бурное развитие возобновляемых источников энергии. Правительства стран Европы, США и других государств, стремясь к безуглеродной энергетике и уменьшению зависимости от экспорта энерго-ресурсов, приняли масштабные и долгосрочные программы

2.3. Перспективные направления выработки энергоресурсов в мире

поддержки возобновляемой энергетики, после чего стоимость решений в области солнечной и ветряной энергетики упала в разы при существенном росте их технологической эффективности. Как видно из рис. 2.9, приведенная стоимость электроэнергии от солнечных и ветряных электростанций в 2009–2017 гг. сократилась на 67–86 % [25].

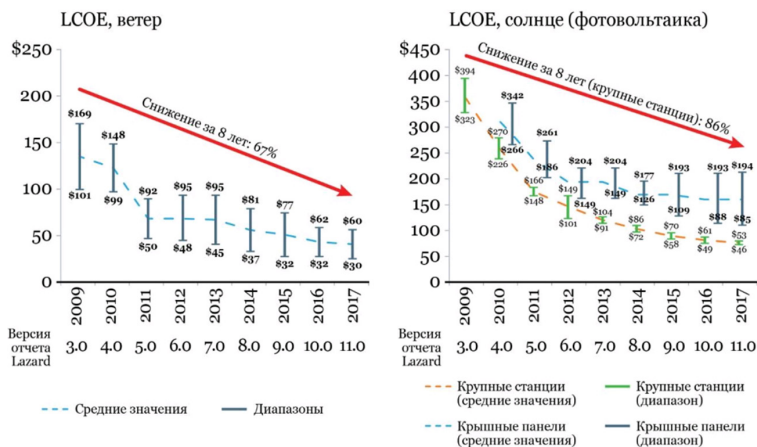


Рис. 2.9. Стоимость электроэнергии от ветряных и солнечных электростанций, \$/МВт · ч

Таким образом, рассматривая перспективы использования возобновляемых источников энергии, необходимо в первую очередь уделить внимание энергии Солнца и энергии ветра как наиболее распространенным территориально явлениям и как технологиям, на которые приходится большая часть мировых инвестиций в области ВИЭ.

Так, в 2020 г. цена электроэнергии новых солнечных электростанций в среднем составляла 9,5 руб./кВт · ч, ветряных –

6,3 руб./кВт · ч, АЭС – 5,1 руб./кВт · ч, новых парогазовых установок – 3,6 руб./кВт · ч [32].

Согласно современным исследованиям, солнечная энергия составляет около 1367 Вт/м^2 (солнечная постоянная). На основе данных исследований были составлена карта перспективности использования солнечной энергии, которая представлена на рис. 2.10 [33].

По информации данной карты можно сделать вывод о перспективности использования солнечной энергии в отдельных странах. Например, в долгосрочных проектах на территории стран Ближнего Востока имеет смысл рассматривать альтернативную энергетику как основной источник энергии для месторождений. Тем более технологии в сфере ВИЭ становятся дешевле с каждым годом.

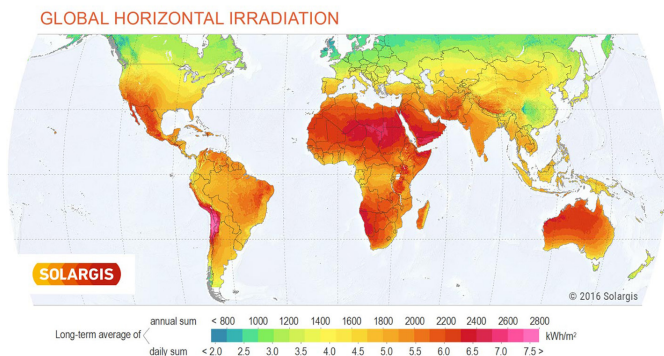


Рис. 2.10. Карта перспективности использования солнечной энергии в мире

Генерацию электроэнергии при помощи энергии Солнца можно условно разбить на два вида:

- фотовольтаика (кремниевые панели и тонкопленочные фотоэлектрические преобразователи);
- гелиотермальные технологии солнечной энергетики (технология центральной башни-ресивера, технология вогнутых параболических коллекторов, солнечные генераторы на двигателях).

Фотовольтаика – возникновение электрического тока в различных материалах под действием падающего на него света.

Гелиотермальная энергетика – преобразование солнечной радиации в теплоту воды или легкокипящего жидкого теплоносителя, либо посредством двигателей в электроэнергию.

Наиболее крупные проекты в области солнечной энергетики, находящиеся на Ближнем Востоке, были реализованы при участии организации *Masdar* из ОАЭ (пять проектов находятся в Египте, один проект по ветроэнергетике – в Омане). *Masdar* является ведущим разработчиком и оператором масштабных проектов, связанных с энергосистемами из ВИЭ. Также можно отметить, что данная организация сотрудничает с крупными западными энергетическими компаниями, такими как *Total* и *Equinor*, которые являются нашими партнерами по ХСРП.

В Египте был реализован проект в сфере фотовольтаики *Siwa Solar PV Plant (10 MW)*. Солнечная фотоэлектрическая электростанция *Masdar* мощностью 10 МВт была самой большой солнечной энергетической установкой в Египте на момент его завершения в марте 2015 г. Проект является первой в солнечной энергетике энергетической установкой общего пользования в стране и вырабатывает 30 % от мощности сети города Сива и его соседних районов.

Из реализованных проектов в сфере геотермальной энергетики можно выделить проекты Gemasolar (20 MW), Valle 1 и 2 (100 MW) в Испании и Shams 1 (100 MW) (20 % принадлежит *Total*) в ОАЭ (крупнейшая геотермальная станция по технологии вогнутых параболических коллекторов, стоимость проекта оценивается в \$600 млн).

Gemasolar (Гемасолар) – это первая в мире коммерческая концентрационная солнечноэнергетическая станция (CSP), которая использует технологии нагревания солевого раствора и центральной башни-ресивера. Проект номинальной мощностью в 19,9 МВт, схема которого изображена на рис. 2.11, был запущен компанией *Torresol Energy* (совместный проект *SENER* и *Masdar Corporate*) в 2011 г.



Рис. 2.11. Совместный проект *SENER* и *Masdar Corporate*

Электростанция производит примерно 110 ГВт×ч энергии в год, она состоит из 2650 зеркал-концентраторов (гелиостатов), расположенных на 185 га земли в Андалузии (Испания). Центральный аккумулятор теплоты, наполненный расплавленными солями, позволяет генерировать энергию независимо, без дополнительного поступления солнечной энергии в течение 15 ч. Именно эта особенность – возможность функционирования в отсутствие прямых солнечных лучей – позволяет электростанции Гемасолар работать более эффективно, чем другие станции той же номинальной мощности. Таким образом, электростанция вырабатывает энергию круглосуточно практически в любой день года, в течение около 6500 часов в год, в 1,5–3 раза больше, чем любой другой существующий на данный момент источник возобновляемой энергии. Этого количества электричества достаточно для обеспечения примерно 25 тыс. домохозяйств, что позволяет сократить выброс двуокиси углерода в атмосферу на 30 тыс. т в год.

Энергия, вырабатываемая станцией Gemasolar, направляется по высоковольтным линиям электропередачи на подстанцию в Вильянуэва-дель-Рей (Андалузия, Испания), а затем вливается в общую энергосеть.

Основные принципы данного проекта:

- солнечный свет отражается гигантскими зеркалами-гелиостатами в сторону ресивера, расположенного на кровле 140-метровой центральной башни;
- расплавленные соли нагнетаются в ресивер из бака с холодными расплавленными солями при температуре 290 °С;

- в ресивере расплавленные соли нагреваются до температуры 565 °С, а затем накачиваются в бак с раскаленными расплавленными солями;
- бак с раскаленными расплавленными солями удерживает в себе накопленную энергию в форме тепла;
- раскаленные расплавленные соли направляются в систему парогенератора, здесь они передают теплоту воде и охлаждаются;
- концентрированный пар приводит в движение турбину;
- турбина, двигаясь, производит электричество;
- электричество доставляется в трансформатор, а затем в распределительную сеть.

Энергетическая компания *Torresol Energy* (Испания – ОАЭ) начала строительство «близнецовых» гелиотермальных электростанций концентрационного типа (CSP) Valle 1 и Valle 2 (Валье-1 и Валье-2) недалеко от местечка Сан-Хосе-дель-Валье (Испания, провинция Кадис) в декабре 2009 г. Проекты были закончены к декабрю 2011 г., и уже в январе 2012 станции были подсоединены к национальной энергетической сети Испании, что ознаменовало их коммерческий запуск.

Инженеринговая компания *SENER* выступила проектным менеджером по обоим проектам и предоставила 100 % технологий и инженерных решений. Строительство электростанций-«близнецов» велось параллельно. Каждая из них производит около 160 ГВт · ч энергии в год, что эквивалентно потреблению примерно 40 тыс. домохозяйств. Вместе они позволяют сократить выработку углекислого газа на 90 тыс. т в год. Работа станции Valle 1 основана на технологии *SENERtrough*[®], а Valle 2 – на технологии *SENERtrough*[®]-2.

2.3. Перспективные направления выработки энергоресурсов в мире

Станции построены с применением технологии термостранилища, что дает им возможность продолжать вырабатывать электроэнергию на полной мощности даже при отсутствии солнечного света в течение 7,5 ч. Таким образом, достигается стабильное поступление электричества в сеть вне зависимости от погоды или времени суток. Этот проект стоимостью €540 млн был профинансирован семью коммерческими банками Испании, несмотря на мировой финансовый кризис, и удостоен *EuroMoney* звания Лучшей финансовой сделки 2009 г. в секторе чистой энергии. Принцип работы концентрационных солнечных электростанций (CSP) Валье 1 и 2 представлен на рис. 2.12 и описан далее.

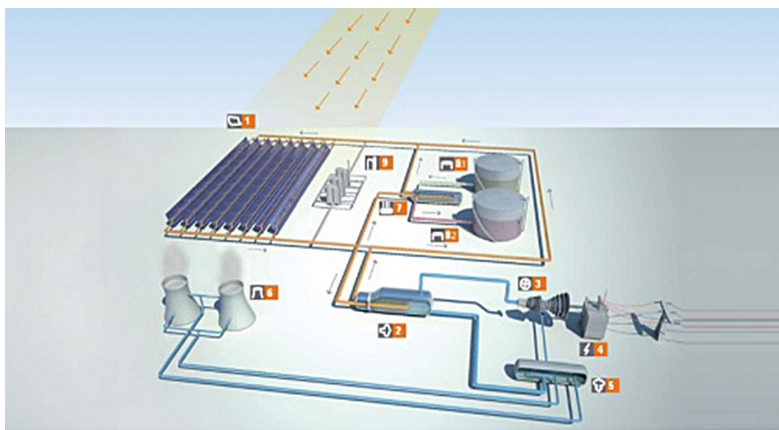


Рис. 2.12. Принцип работы концентрационных солнечных электростанций Валье 1 и 2

1. Солнечный свет отражается от мощных зеркал коллекторов SENERtrough®, и его тепло концентрируется в центральной трубе, по которой без остановки циркулирует разогретая жидкость (масло).

2. По системе труб раскаленная теплоносущая жидкость нагнетается в генератор пара, где она передает тепловую энергию испаряющейся воде.

3. Концентрированный пар вращает турбину.

4. Турбина, вращаясь, вырабатывает электроэнергию.

5. Пар конденсируется обратно в воду, которая используется в новом цикле.

6. Охладительные башни охлаждают воду до температуры конденсации.

7. Избыточная теплота от теплоносущей жидкости (масла) передается расплавленным солям в термохранилище.

8.1. Из специального бака холодные расплавленные соли нагнетаются в систему термохранилища, где им передает тепловую энергию теплоносущая жидкость. После этого раскаленные соли поступают в другой бак для нагретых солей.

8.2. В периоды отсутствия солнечного света расплавленные соли возвращают теплоту, которая аналогичным образом используется для производства пара и генерации электричества турбиной, что обеспечивает бесперебойную выработку электроэнергии.

9. Бойлер теплоносущей жидкости поддерживает необходимую температуру жидкости в трубах коллекторов на всей площади электростанции.

Также для получения электроэнергии из энергии Солнца используются солнечные генераторы на двигателях Стирлинга. Такой проект реализован в США в Аризоне.

2.3. Перспективные направления выработки энергоресурсов в мире

Солнечная электростанция Марикона (рис. 2.13) – это проект по концентрированию солнечной энергии мощностью 1,5 МВт в Пеории, штат Аризона, США. Проект начал свою работу в последнюю неделю декабря 2009 г. через четыре месяца после открытия. Официально открыт в январе 2010 г. Это первая коммерческая солнечная электростанция, работающая в США.



Рис. 2.13. Солнечная электростанция проекта Марикона

Станция является частью портфеля устойчивых возобновляемых источников энергии SRP, обеспечивающих 15 % розничной энергии к 2025 г.

Генерирующая станция Agua Fria SRP имеет 60 концентраторов SunCatcher, работающих на солнечной энергии.

SunCatcher – это запатентованная технология генерирования электроэнергии мощностью 25 кВт на солнечной

энергии. Система SunCatcher представляет собой параболическую антенну шириной 38 футов с прецизионными зеркалами, которая автоматически отслеживает и захватывает солнце, чтобы сконцентрировать солнечную энергию на блок преобразования энергии (PCU), преобразуя эту энергию в электричество сетевого качества. В процессе преобразования энергии вода не используется. SunCatcher производит переменный ток.

Технологию SunCatcher можно легко масштабировать с 1,5 до почти 1000 МВт для удовлетворения будущих потребностей в электроэнергии. Magicora Solar представляет собой строительный блок мощностью 1,5 МВт. Конструкция системы сбора SunCatcher позволяет создавать группы генераторов мощностью 1,5 МВт в более крупные группы для ввода в эксплуатацию.

Конструкция станции позволяет вводить ее в эксплуатацию группами по 9 МВт, что приводит к снижению риска завершения проекта из-за прекращения финансирования. Модульность позволяет электростанциям масштабироваться в соответствии с требованиями заказчика к размеру и площади участка.

Для российских условий наиболее востребованным направлением солнечных электростанций (СЭС) остается фотовольтаика. По этой технологии работают все наиболее крупные солнечные электростанции в нашей стране. Самые новые из введены в эксплуатацию в Оренбургской области в 2018 г. Сорочинская СЭС мощностью 60 МВт стала самым мощным объектом фотовольтаики, построенным в России. Вторая, Новосергиевская СЭС мощностью 45 МВт заняла

2.3. Перспективные направления выработки энергоресурсов в мире

вторую строчку в списке солнечных станций, построенных в России (размер инвестиций ПАО «Т Плюс» составил около 10 млрд руб.).

Но, исходя из карты перспективности развития солнечной энергетики в России, приведенной на рис. 2.14 [31], можно сделать вывод, что сроки окупаемости таких проектов будут весьма высокими, на порядок выше, чем в странах Ближнего Востока. Соответственно, данные проекты могут рассматриваться только как экспериментальные, либо могут использоваться только в труднодоступных местах на юге страны, где есть большие невостребованные площади земли.



Рис. 2.14. Карта перспективности использования солнечной энергии в России

С точки зрения перспективности получения энергии от ВИЭ для России более подходят ветряные электростанции

(если не учитывать ГЭС, на которые был сделан упор еще в советское время). Для использования энергии ветра подходит большая часть районов Крайнего Севера и Дальнего Востока, это наглядно показано на карте перспективности использования ветроэнергетики (рис. 2.15).

Доля ветроэнергетики в мире продолжает быстро расти. В Дании она выработала 44 % электричества в 2017 г., а в Уругвае – более 30 %. В ЕС доля отрасли в выработке электроэнергии в 2017 г. достигла 11,6 %, в Ирландии – 24 %, Испании и Германии – чуть менее 20 %. Четыре штата США получают более 30 % своего электричества с помощью энергии ветра, то же самое можно сказать про Южную Австралию и ряд федеральных земель Германии.



Рис. 2.15. Карта перспективности использования ветроэнергетики [34]

К концу 2022 г. GWEC прогнозирует 841 ГВт установленной мощности мировой ветроэнергетики.

Поскольку Россия далеко не лидер в области ветроэнергетики, предлагается проанализировать мировой рынок.

Наибольший интерес представляет прибрежная (оффшорная) ветряная энергетика. Производство энергии из источников прибрежной ветряной генерации увеличилось в 5 раз в 2010–2015 гг. Этот сегмент особенно интенсивно развивается в Европе, в странах с обширным выходом к морю, таких как Великобритания (где, по оценкам, сосредоточено до 30 % всех ветряных ресурсов ЕС), Дания, Бельгия, Германия. Наиболее плотно здесь конкурируют производители ветрооборудования *Siemens Gamesa* и *MHI Vestas*.

В 2018 г. количество введенных новых мощностей прибрежной ветряной энергетики в мире составило 4,3 ГВт.

Большая часть инвестиций в возобновляемую энергетику – \$25,7 млрд – пришла в 2018 г. на прибрежную ветряную генерацию: 14 % рост по сравнению с предыдущим годом. Часть проектов располагается в Европе, в том числе Moray Firth East мощностью 950 МВт стоимостью \$3,3 млрд, а также 13 оффшорных ветряных проекта в Китае совокупной мощностью 1,7 ГВт и стоимостью \$11,4 млрд.

По данным доклада МЭА по оценке успехов в области внедрения технологий возобновляемой энергетики в мире – *Tracking Clean Energy Progress, 2017*, в 2016 г. в области прибрежной ветряной энергетики рекордно низкие цены были достигнуты в Нидерландах (\$55–73 за МВт · ч) и Дании (\$65 за МВт · ч).

Затраты на производство энергии оффшорными ветряными электростанциями снизятся на 77 % к 2040 г. – в соответствии с оценкой, опубликованной BNEF в докладе

«Перспективы новой энергетики 2017» (New Energy Outlook, 2017).

На данный момент наиболее распространены ветряные турбины для наводного использования, чье основание жестко крепится к морскому дну. Параллельно идет разработка нового типа прибрежной ветряной энергогенерации с помощью ветряных турбин, установленных на плавучих платформах, прикрепленных ко дну швартовыми якорными тросами на глубине до 120 м. Такая технология позволяет строить энергетические объекты в более глубоких областях мирового океана, жестко фиксированные основания которых становятся экономически невыгодным начиная с глубины 35–40 м.

Технологию так называемых плавающих/плавучих или подвижных (floating) прибрежных ветряных электростанций разрабатывают несколько компаний, в том числе норвежская энергетическая компания *Equinor*.

Пилотный проект такой электростанции *Huwind Scotland* мощностью 30 МВт – совместный проект *Equinor* и *Masdar* – запущен в 2017 г.

Подвижная прибрежная ветряная электростанция *Huwind* мощностью 30 МВт (достаточно для обеспечения экологически чистым электричеством около 22 тыс. местных домохозяйств) – первая в мире электростанция такого типа. Она располагается в Северном море в 25 км от города Питерхед на побережье области Абердиншир на востоке Шотландии (Великобритания), где средняя скорость ветра составляет 10 м/с, что сопоставимо со скоростями ветра в областях России, упомянутых ранее. Проект состоит из пяти ветряных турбин, которые закреплены якорем в морском дне на

глубине шельфа до 120 м, каждая мощностью 6 МВт, на площади 4 км².

В январе 2017 г. ближневосточная *Masdar Corporate* также приобрела 25 % пакет акций, снизив долю *Equinor* до 75 %. Стоимость строительства энергообъекта оценивается в £210 млн (\$272 млн по текущему курсу).

В октябре 2017 г. электростанция начала поставку первого электричества в местную электросеть.

Еще один проект *Masdar*, находящийся в стадии разработки, располагается как раз в Омане. Компания *Masdar Corporate* в 2017 г. подписала договор о строительстве ветряной электростанции *Dhofar* мощностью 50 МВт в Омане с консорциумом компаний *General Electric* и *TSK Group*.

Наземная ветряная электростанция *Dhofar* мощностью 50 МВт (достаточно для обеспечения 16 тыс. местных домохозяйств) построена в мухафазе Дофар на границе с Йеменом и стала первой крупной ветряной электростанцией в Омане.

Технико-экономическое обоснование подтвердило пригодность энергии ветра для проекта в Дофаре. Плато Тумрайт, где в настоящее время построен объект, обеспечивает идеальные условия для ветра со средней скоростью 7–8 м/с. Проект включает в себя 13 ветряных турбин, разработанных *GE*, каждая с мощностью 3,8 МВт электроэнергии.

В 2017 г. в ООО «Газпромнефть-Ямал» начаты опытно-промышленные испытания комбинированной ветро-солнечной электростанции «ЮРТА». Мощность электростанции 47,5 кВт, она предназначена для электроснабжения блока линейных потребителей. Гибридная технология позволит существенно снизить расходы на электроснабжение протяженных

и удаленных от сетевой инфраструктуры объектов за счет отказа от строительства линий электропередачи.

Таким образом, можно сделать вывод, что проекты в сфере ВИЭ в других странах, а также на Крайнем Севере и Дальнем Востоке России весьма конкуренты с традиционной энергетикой, но можно отдать предпочтение распределенной когенерации на основе двигателей Стирлинга *Ripasso Energy* или ГПЭС с сооружением модулей предварительной очистки газа на основе мембранных технологий.

2.4. Результаты энергообследования источников генерации тепловой и электрической энергии

Инструментальные измерения произведены в системах электроснабжения и теплоснабжения.

Энергообследование объектов генерации электрической энергии основано на результатах анализа данных системы учета электроэнергии, включающей совокупность измерительных комплексов, установленных на объекте обследования [6].

Измерения были выполнены на оборудовании, работающем в установившихся режимах, при обеспечении технической возможности подключения измерительных приборов и при участии оперативного персонала. Измерения производились без отключения оборудования.

Система технического учета электроэнергии реализует следующие функции измерения:

- активной, реактивной и полной мощности;
- действующего значения напряжения;
- силы тока по трем фазам в трехфазных цепях переменного тока.

Система учета потребления котельно-печного топлива включает измерительные комплексы для учета расхода ПНГ и дизельного топлива на нужды энергоснабжения (ЭС), котельных и печей. Расход топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) осуществляется только на собственные нужды, коммерческие узлы учета отсутствуют.

Измерения параметров системы электроснабжения производились с целью:

- использования результатов измерений при расчете потерь в электрических сетях, находящихся на балансе предприятия;
- оценки уровня компенсации реактивной мощности;
- определения фактических характеристик работы наиболее энергоемких объектов технологических установок;
- выявления и локализации причин снижения показателей эффективности работы обследуемого оборудования.

В ходе проведения обследования были использованы следующие приборы: стационарные (штатные) для снятия параметров электрической нагрузки и переносные.

Электроснабжение основных потребителей осуществляется от двух линий ВЛ-35 кВ, а также от собственных источников электроснабжения – четырех газотурбинных электростанций X-7003А, 7003В, X-7003С X-7003D установленной мощностью 7,6 МВА каждая.

Электроснабжение потребителей осуществляется по уровню напряжения 6(10) кВ через ЗРУ 6(10) кВ следующих подстанций:

- ПС 35/6 кВ «Основная»;
- ПС 35/6 кВ «Куст НР-1»;
- ПС 35/6 кВ «Куст ЕР-1»;
- ПС 35/6 кВ «Куст НР-2»;
- ПС 35/0.4 кВ «Колва».

С точки зрения надежности электроснабжения объекты предприятия относятся к потребителям I категории.

Показателем эффективности использования электроэнергии при передаче ее по сетям предприятия является про-

цент потерь электроэнергии в электрических сетях. Отличие фактического показателя от нормативного определяет степень эффективности использования электрической энергии потребителями.

Технические потери электроэнергии обусловлены физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии по электрическим сетям в силовых трансформаторах и электрических приемниках (электроприводах) и выражающимися в преобразовании части электроэнергии в теплоту в элементах сетей и электрооборудования.

Технические потери в электрических сетях предприятия можно разделить на две основные составляющие:

- нагрузочные потери электроэнергии;
- условно-постоянные потери электроэнергии.

Структура потерь электроэнергии в обобщенном виде представлена на рис. 2.16.

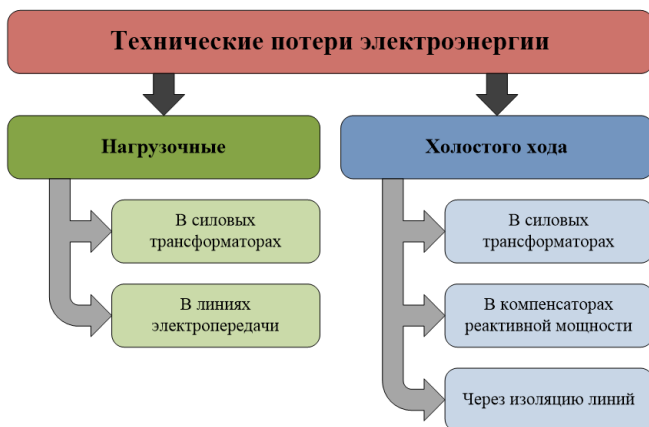


Рис. 2.16. Обобщенная структура технических потерь электроэнергии

В процессе обследования произведены расчеты уровня технических потерь электроэнергии в элементах сети (в линиях электропередачи и силовых трансформаторах). Расчеты проводились на основании произведенных инструментальных измерений с использованием программного комплекса РТП-3. В данном программном комплексе для расчета технических потерь используется метод средних нагрузок. Технические данные параметров распределительных сетей, необходимые для расчета потерь, были представлены персоналом предприятия.

Для определения технических потерь электроэнергии использованы следующие данные:

- замеры активной и реактивной нагрузок на головных участках фидеров;
- напряжение на секции 6 кВ питающего центра;
- коэффициент мощности по 6 кВ;
- расчетный период – 1 ч, в момент проведения измерений.

Результаты расчета потерь электроэнергии в сетях 6 кВ представлены в табл. 2.1 и на рис. 2.17.

Таблица 2.1

Баланс потерь электроэнергии

№	Наименование параметра	тыс. кВт·ч	% от общего потребления	% от суммарных потерь
1	Общее потребление, в том числе:	129 456	–	–
1.1	потребление 6 кВ	129 456	–	–

2.4. Результаты энергообследования источников генерации...

Окончание табл. 2.1

№	Наименование параметра	тыс. кВт·ч	% от общего потребления	% от суммарных потерь
2	Технические потери электроэнергии в сети, из них:	1696	1,31	100,00
2.1	Х.Х. в трансформаторах 6/0,4 кВ	1061,54	0,82	62,60
2.2	нагрузочные в трансформаторах 6/0,4 кВ	621,39	0,48	36,64
2.3	в линиях 6 кВ	12,95	0,01	0,76

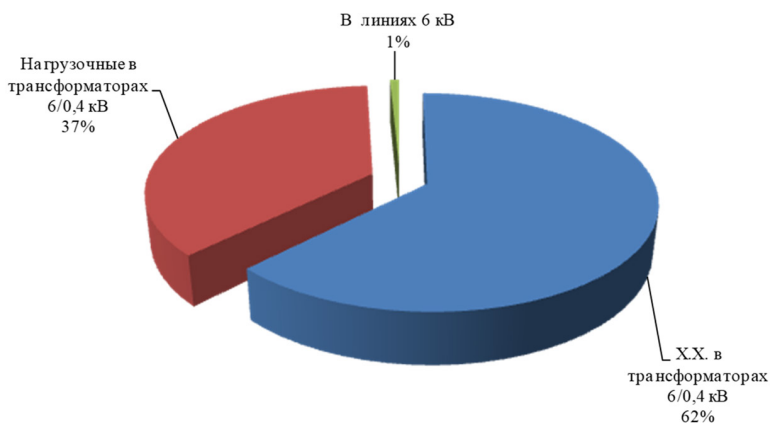


Рис. 2.17. Баланс потерь в распределительной сети предприятия

Из рисунка следует, что основными потерями электроэнергии в сетях предприятия являются нагрузочные потери и потери холостого хода трансформаторов 6/0,4 кВ, на долю которых приходится соответственно 37 % и 62 % от общих потерь.

Для анализа уровня компенсации реактивной мощности в сетях предприятия были рассчитаны значения $\operatorname{tg} \varphi$ по отходящим фидерам 10(6) кВ предприятия на основе произведенных измерений. Результаты расчета значения $\operatorname{tg} \varphi$ показывают, что превышение уровня реактивной мощности наблюдается на 11 из 63 измеренных фидеров 6 кВ, что обусловлено недостаточным уровнем компенсации реактивной мощности. Увеличение коэффициента реактивной мощности приводит к росту потерь электроэнергии в электрических сетях и увеличению затрат на электрическую энергию.

Для анализа загрузки силовых трансформаторов 6/0,4 кВ на предприятии использовались данные инструментальных измерений, произведенных в ходе энергетического обследования. Анализ результатов измерений показывает, что диапазон загрузки трансформаторов составил от 1,4 до 66 % от номинальной мощности, при этом средний уровень загрузки по трансформаторам 6 кВ – 29,7 %.

При снижении загрузки трансформаторов менее 20 % номинальной мощности наблюдается существенное повышение величины реактивной мощности, потребляемой силовыми трансформаторами. Следует отметить, что нагрузка производственных потребителей, запитанных от трансформаторов, в течение суток может меняться, а мощности трансформаторов рассчитаны исходя из возможных пиковых нагрузок.

Для оценки состояния распределительных устройств и оборудования подстанций произведена тепловизионная диагностика.

Суть теплового (тепловизионного) метода диагностики заключается в дистанционной регистрации температурного

поля на поверхности контролируемого оборудования измерительной аппаратурой, построении и анализе термограмм с использованием специализированного программного обеспечения для обнаружения и классификации дефектов и принятия решения по дальнейшей эксплуатации оборудования. В качестве средства измерения поверхностной температуры применяется тепловизор Testo 885-2.

Наличие дефекта при такой диагностике характеризуется аномальным изменением (как правило, повышением) температуры в дефектной зоне по сравнению с качественными областями.

Преимуществами тепловизионной диагностики электрооборудования по сравнению с другими методами неразрушающего контроля являются:

- обследование объектов в процессе эксплуатации без снятия напряжения;
- возможность классификации дефектов по степени их опасности;
- возможность объективного документирования обнаруженных дефектов.

Результаты обследований показывают удовлетворительное состояние контролируемых узлов. Для оценки энергоэффективности работы котельных агрегатов в процессе инструментального обследования предприятия производились измерения рабочих параметров. В качестве примера в табл. 2.2 представлены результаты инструментальных измерений КА № 2.

Таблица 2.2

Результаты инструментальных измерений КА № 2

Параметр	Ед. изм.	Измеренное значение
Давление воды после котла	кгс/м ²	3,3
Температура воды на входе котла	°С	65,1
Температура воды на выходе котла	°С	69,5
Температура наружной поверхности котла		
Температура передней поверхности	°С	46,7
Температура задней поверхности	°С	38,0
Температура левой поверхности	°С	35,4
Температура правой поверхности	°С	45,5
Анализ уходящих газов после котла		
Температура внутреннего воздуха $T_{в}$	°С	24,4
Температура уходящих газов $T_{дг}$	°С	114,2
Коэффициент избытка воздуха α	б/р	1,30
Потери тепла с дымовыми газами q_2	%	4,5
КПД	%	95,6
Содержание в уходящих газах		
– O ₂	%	5,09
– CO	ppm	1
– CO ₂	%	11,7
– NO _x	ppm	56

Для определения потерь тепловой энергии через обмуровку котлоагрегатов произведена тепловизионная съемка, результаты которой представлены на рис. 2.18.

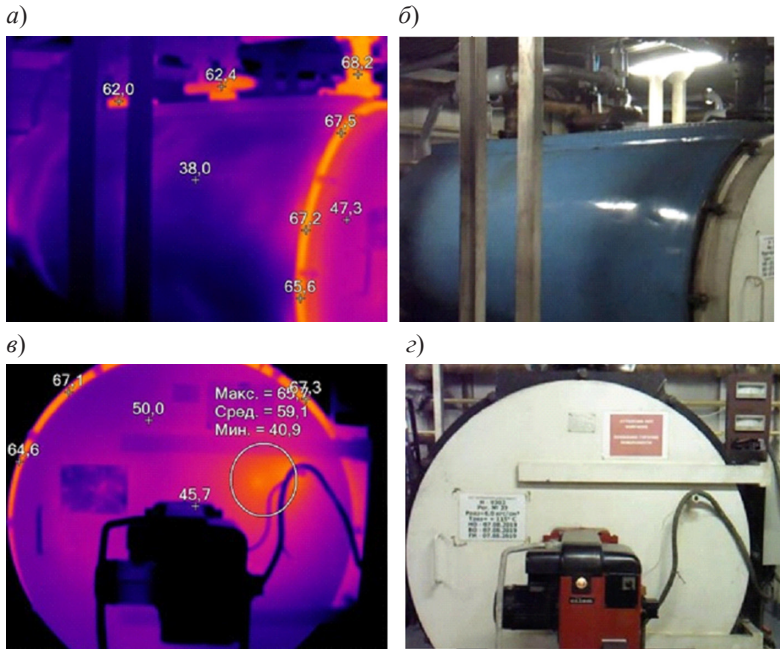


Рис. 2.18. Тепловизионная съемка котла № 2:
а – тепловизионное изображение боковой стенки;
б – изображение в видимом свете боковой стенки;
в – тепловизионное изображение торцевой стенки;
г – изображение в видимом свете торцевой стенки

Тепловизионное обследование наружных поверхностей котельных агрегатов выявило превышение нормативных значений. Превышение нормативного значения температуры ведет к увеличению потерь теплоты в окружающую среду.

2.5. Потребители энергоресурсов на нефтяных и газовых месторождениях

С целью получения информации, необходимой для оценки эффективности выработки, передачи и использования тепловой энергии на объектах предприятия, произведено инструментальное обследование.

Инструментальному обследованию были подвергнуты следующие объекты:

- котлоагрегаты;
- тепловые сети;
- технологические печи;
- здания и сооружения.

Для оценки полноты сжигания топлива и эффективности использования теплоты продуктов сгорания производились измерения температуры и химического состава уходящих газов агрегатов. Измерения производились переносным газоанализатором на выходе дымовых газов на работающем в момент обследования оборудовании.

Для выявления участков повышенных тепловых потерь в зданиях и сооружениях проводился тепловизионный контроль состояния ограждающих конструкций.

Система теплоснабжения предприятия предназначена для отопления и горячего водоснабжения зданий и сооружений. В качестве теплоносителя используется горячая вода. Местные системы отопления, вентиляции и ГВС присоединены к тепловым сетям по независимой схеме.

Теплоснабжение объектов осуществляется от собственного источника тепловой энергии – водогрейной котельной и местных электроотопительных приборов. Электронагревательные приборы установлены в помещениях зданий на удаленных от котельной объектах. Приборы оборудованы регулятором мощности. Основным топливом на котельной служит дизельное топливо.

Прокладка тепловых сетей надземная. Теплоизоляционная конструкция теплопроводов на площадках состоит из слоя минеральной ваты и кровельного слоя из оцинкованного железа.

Для поддержания температуры продукта и защиты от замораживания и стартового разогрева магистральных трубопроводов на предприятии внедрена индукционно-резистивная система (СКИН-ЭФФЕКТ). СКИН-ЭФФЕКТ позволяет обогреть плечо трубопровода длиной до 30 км с подачей электропитания с одного конца, без сопроводительной сети. Данная система является наиболее энергоэффективным и безопасным решением. Кабельные системы обогрева оснащены автоматизированными системами управления, которые по заданному алгоритму поддерживают выбранный режим. Поддержание требуемой температуры нефти в трубопроводе находится в диапазоне температур 40–45 °С, воды – не менее 10 °С. Выбранный диапазон температур обеспечивает:

- компенсацию тепловых потерь с целью обеспечения стабильного протекания технологического процесса;
- поддержание минимально допустимой температуры жидкости при остановке процесса;
- разогрев труб до заданной температуры [6].

Харьягинское нефтяное месторождение находится в северной части Тимано-Печорской провинции на побережье юго-восточной части Баренцева моря, в 60 км к северу от Полярного круга, в Ненецком автономном округе Архангельской области, в 180 км к юго-востоку от г. Нарьян-Мар – административного центра округа.

Среднемесячная и среднегодовая температура воздуха представлены в табл. 2.3 [11].

Таблица 2.3

Среднемесячная и среднегодовая температура воздуха, °С

Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь	Год
-19,7	-18,4	-11,9	-5,3	1,8	10,0	14,9	11,6	6,0	-2,4	-10,9	-16,0	-3,4

В зависимости от величины пластового давления, свойств нефти, содержания в ней воды, газа, механических примесей, коллекторских свойств пласта и т. д. способы эксплуатации нефтяных скважин подразделяются на фонтанный газлифтный и насосный [3]. На данном предприятии преобладает насосный метод добычи нефти, а именно способ эксплуатации, при котором нефть поднимается из скважины механи-

зированным способом с помощью насосов и основным методом механизированной добычи нефти на месторождениях предприятия является добыча с помощью установок электроцентробежных насосов (УЭЦН). Схема месторождения представлена в Приложениях А и Б.

Со скважин жидкость поступает на замерные установки (АГЗУ), где производится учет нефти, газа и воды. С АГЗУ жидкость поступает на дожимные насосные станции, где осуществляется первая ступень сепарации, газ отводится по отдельному коллектору на установки газотурбинной электростанции (ГТЭС).

Дегазированная жидкость подается насосами на центральный пункт сбора, где жидкость проходит последовательно две ступени сепарации. Перед первой ступенью в жидкость подается реагент – деэмульгатор. Газ с обеих ступеней сепарации подается на узел осушки газа, а затем на установки ГТЭС [1, 2, 5].

Смесь очищенных и минерализованных сточных вод (пластовых, дождевых, бытовых) от установки подготовки воды поступает по низконапорному водоводу на вход насосов системы ППД и далее под давлением высоконапорных насосов по высоконапорному водоводу закачивается в нагнетательную скважину.

Нефть с установки подготовки нефти (УПН) поступает в товарный парк, и далее насосами внешнего транспорта типа осуществляется перекачка товарной нефти по магистральным трубопроводам.

Система учета электроэнергии представляет совокупность измерительных комплексов, установленных на объекте

обследования. Электроэнергия на объектах предприятия расходуется по следующим направлениям:

- механизированная добыча;
- внешний транспорт;
- система поддержания пластового давления (ППД);
- электрообогрев трубопроводов;
- добыча воды;
- прочее.

Анализ существующей системы учета топлива показал, что объекты потребления оснащены необходимым количеством поверенных узлов учета, позволяющих собирать достоверные сведения о потреблении топливно-энергетических ресурсов (ТЭР).

К основному технологическому оборудованию на предприятии относятся:

- насосные агрегаты нефтедобычи УЭЦН;
- насосные агрегаты внешней откачки нефти;
- насосные агрегаты системы ППД;
- печи – подогреватели нефти.

Технологические печи используются для подогрева продукта в процессе подготовки, дополнительного подогрева перед транспортировкой, а также для циркуляционного подогрева. Топливом подогревателей служит ПНГ.

Основные технические характеристики печей представлены в табл. 2.4.

Таблица 2.4

**Основные технические характеристики печей
(подогревателей нефти)**

Наименование характеристики	Перечень оборудования и характеристики		
Наименование агрегата и обозначение	Н-4402	Н-4403	Н-4401
Количество	1	1	1
Тип агрегата	Вертикальный огневой подогреватель теплоносителя TECHNIPK.T.I, Italy		
Габариты (Ш×В×Г), м	5,99×15,65× ×3,95	5,99×15,65× ×3,95	2,76×3,426× ×2,76
Год ввода в эксплуатацию	2003	2003	1999
Наименование нагреваемой среды	Solutia Therminol 59		
Температура сырья на входе в печь, °С	160	155	15
Температура продукта на выходе из печи, °С	250	195	260
Фактическая температура уходящих газов на выходе из печи (после всех поверхн.), °С	200	340	200

Окончание табл. 2.4

Наименование характеристики	Перечень оборудования и характеристики		
Тепловая мощность (единицы), МВт/ч	10,8	10,8	3,5
Тип горелочных устройств, маркировка	Hamworthy Combustion Engineering Limited UNIMAX 25	Hamworthy Combustion Engineering Limited UNIMAX 25	BABCOCK WANSON UK LTD Bergonzo Nozzle, 400KG/HR X 60DEG
Количество горелочных устройств	5	5	1
КПД паспортный, %	80	80	—

Для оценки энергоэффективности технологических печей в ходе энергетического обследования произведены инструментальные измерения состава отработавших газов. В табл. 2.5 представлены результаты инструментальных измерений технологической печи Н-4403.

2.5. Потребители энергоресурсов...

Таблица 2.5

**Результаты инструментальных измерений
технологической печи Н-4403**

№ п/п	Наименование параметра	Обозначение	Размерность	Величина
1	Количество работающих горелок	–	шт.	5
2	Расход попутного нефтяного газа	$G_{\text{пннг}}$	нм ³ /ч	1160
3	Давление попутного нефтяного газа	$P_{\text{пннг}}$	бар	3,37
4	Температура ПНГ	$t_{\text{пннг}}$	°С	75
5	Расход воздуха на горелки	G_i	кг/ч	964,0
6	Общий расход сырья	G_1	кг/ч	406 395
7	Температура сырья на входе	t_1	°С	101,5
8	Температура потока сырья № 1 на выходе	t_2	°С	128,7
9	Температура потока сырья № 2 на выходе	t_3	°С	130,2
10	Температура потока сырья № 3 на выходе	t_4	°С	34,9
11	Температура потока сырья № 4 на выходе	t_5	°С	130,7
12	Температура дымовых газов на выходе из печи	T_{gas}	°С	582,6

Анализ результатов инструментальных измерений показал, что у технологической печи Н-4403 температура уходящих газов составляет 582,6 °С. Для повышения энергоэффективности печи рекомендуется использовать высокопотенциальную энергию отработавших газов для подогрева воды в утилизационных теплообменных аппаратах.

Основным способом добычи нефти на предприятии является механизированная добыча УЭЦН с частотно-регулируемым приводом (ЧРП).

В качестве показателей оценки энергоэффективности для УЭЦН приняты следующие значения:

- уровень потерь мощности в УЭЦН;
- удельный расход электрической энергии УЭЦН.

Расчет потерь мощности в УЭЦН произведен по всем основным направлениям, таким как потери в штуцере скважины, насосно-компрессорных трубах (НКТ), насосных группах, станциях управления и т. д.

Одним из элементов фонтанной елки является штуцер, который предназначен для регулирования режима работы скважины и ее дебита. Штуцеры позволяют бесступенчато регулировать давление на скважины за счет осевого перемещения шпинделя штуцера с насадкой, входящей в гнездо, что, в свою очередь, обуславливает наличие гидравлических потерь вследствие падения напора. Расчет произведен следующим образом:

$$H = \frac{(P_{\text{уст}} - P_{\text{после шт.}})}{\rho \cdot g}; \quad (2.1)$$

$$N_{шт} = Q \cdot H \cdot \rho \cdot g, \quad (2.2)$$

где H – потери напора, м; Q – расход жидкости, м³/с; $P_{уст}$ – давление на устье скважины перед штуцером, кгс/см²; $P_{после шт.}$ – давление после штуцера, кгс/см²; ρ – плотность, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с².

Среднее значение потерь давления на штуцере скважины составило 0,01 кПа, что, в свою очередь, составляет менее 1 % от затраченной мощности установки.

Оценка потерь электроэнергии в кабеле КТПН 6/0,4 кВ до станции управления проводилась по: данным по кабельным линиям (количество, сечение, длина, марка); величине тока по каждой из фаз, протекающий по КЛ; потребляемой активной мощности по каждому оборудованию; удельному сопротивлению материала, из которого изготовлен кабель. Среднее значение потерь активной мощности в кабеле КТПН 6/0,4 кВ до станции управления составляет 0,1 %, при этом данный показатель варьируется в диапазоне от 0,03 до 0,17 %.

Станции управления с частотным регулированием привода (СУ с ЧРП) предназначены для управления и защиты погружных электродвигателей. В настоящее время КПД станции управления определяется производителями как постоянная величина, указанная для номинального режима работы станции.

Поскольку режим работы станции управления выбирается таким образом, чтобы не превышать максимальное значение тока при любых допустимых значениях загрузки двигателя, то потери энергии в станции управления будут

ограничены и не превысят справочного значения, которое составляет 2–4 % от потребления электроэнергии погруженным электродвигателем.

Потери электроэнергии в трансформаторе рассчитываются по формуле

$$\Delta W_T = \Delta W_{xx} + \left(\Delta W_{н1} \cdot \frac{W_T}{100} \right), \quad (2.3)$$

где ΔW_{xx} – потери холостого хода трансформатора, кВт·ч; $\Delta W_{н1}$ – относительные нагрузочные потери силового трансформатора, кВт·ч; W_T – потребленная активная электроэнергия за месяц, кВт·ч.

Потери холостого хода трансформатора рассчитываются по формуле

$$\Delta W_{xx} = \Delta P_{xx} \cdot T_0 \cdot \frac{U_i}{U_{ном}}, \quad (2.4)$$

где ΔP_{xx} – потери мощности холостого хода трансформатора, кВт; T_0 – время присоединения трансформатора за расчетный период к сети, ч; U_i – измеренное напряжение, кВ; $U_{ном}$ – номинальное напряжение, кВ.

Относительные нагрузочные потери силового трансформатора рассчитываются по формуле

$$\Delta W_{н1} = \frac{\Delta W_{н}}{W_T} \cdot 100 \%, \quad (2.5)$$

где ΔW_n – нагрузочные потери силового трансформатора, кВт·ч.

Нагрузочные потери силового трансформатора рассчитываются по формуле

$$\Delta W_n = K_k \cdot \Delta P_{cp} \cdot T_p \cdot K_\phi^2, \quad (2.6)$$

где K_k – коэффициент различия конфигураций, (0,99); ΔP_{cp} – потери мощности в силовом трансформаторе, кВт; T_p – число часов работы трансформатора под нагрузкой за расчетный период, ч; K_ϕ^2 – квадрат коэффициента формы графика за расчетный период, у. е.

Потери мощности в силовом трансформаторе рассчитываются по формуле

$$\Delta P_{cp} = 3 \cdot I_{cp}^2 \cdot R \cdot 10^{-3}, \quad (2.7)$$

где I_{cp} – средняя нагрузка за расчетный период, А; R – активное сопротивление силового трансформатора, Ом.

Средняя нагрузка за расчетный период рассчитывается по формуле

$$I_{cp} = \frac{W_T}{\sqrt{3} \cdot U_{cp} \cdot T_p \cdot \cos \varphi}, \quad (2.8)$$

где U_{cp} – среднее напряжение за расчетный период, кВ; $\cos \varphi$ – средневзвешенный коэффициент мощности для трансформатора (0,9).

Активное сопротивление силового трансформатора рассчитывается по формуле

$$R = \Delta P_{\text{кз}} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{н}}^2} \cdot 10^{-3}, \quad (2.9)$$

где $\Delta P_{\text{кз}}$ – потери мощности короткого замыкания, кВт; $S_{\text{н}}$ – номинальная мощность трансформатора, МВА.

Квадрат коэффициента формы графика рассчитывается по формуле

$$K_{\text{ф}}^2 = \Delta P_{\text{кз}} \cdot \frac{1 + 2 \cdot K_3}{3 \cdot K_3}, \quad (2.10)$$

где K_3 – коэффициент загрузки трансформатора (заполнение графика), у. е.

Коэффициент загрузки трансформатора рассчитывается по формуле

$$K_3 = \frac{W_{\text{г}}}{S_{\text{н}} \cdot T_{\text{п}} \cdot \cos \varphi} \cdot 10^{-3}. \quad (2.11)$$

Для оценки энергоэффективности работы насосных агрегатов скважинного фонда в процессе энергетического обследования произведен расчет гидравлических потерь в НКТ, связанных с образованием парафиновых отложений. Наличие отложений способствует снижению эффективности работы и производительности скважин, а также росту потребления электроэнергии.

Образование парафиновых отложений происходит в связи с кристаллизацией и выпадением высокомолекулярных углеводородов (парафина, смол, асфальтенов) из-за снижения температурного режима потока нефти. Состав отложений зависит как от сорта нефти, так и от термодинамических условий, благодаря которым они возникают. Состав отложений может быть различен даже в пределах одной скважины, все зависит от условий, в которых происходит кристаллизация. В отложениях часто содержатся вода и различные механические примеси. Интенсивность образования парафиновых отложений в значительной степени зависит от обводненности добываемой продукции.

Расчет произведен следующим образом:

$$h_{\text{тр}} = \lambda \cdot \frac{H}{d_y} \cdot \frac{v^2}{2 \cdot g}, \quad (2.12)$$

где $h_{\text{тр}}$ – потеря напора на преодоление трения по длине трубопровода круглого сечения, м; λ – коэффициент гидравлического сопротивления, который зависит от числа Рейнольдса (Re) и относительной шероховатости стенки трубопровода; H – высота НКТ, м; d_y – внутренний диаметр, м; v – средняя скорость, м/с; g – ускорение силы тяжести ($9,81 \text{ м/с}^2$).

Оценка энергетической эффективности погружных электродвигателей (ПЭД) произведена на основании расчета эффективности асинхронных электродвигателей (АД), а именно расчета потерь в АД. Известно, что преобразование электрической энергии в механическую в АД, как и в других электрических машинах, связано с потерями энергии, поэтому

полезная мощность на выходе двигателя P_2 всегда меньше мощности на входе (потребляемой мощности) P_1 на величину потерь ΣP .

Потери в электрических машинах разделяются на основные и добавочные. Основные потери включают в себя магнитные, электрические и механические. Магнитные потери в АД вызваны потерями на гистерезис и потерями на вихревые токи, происходящими в сердечнике при его перемагничивании. Величина магнитных потерь пропорциональна частоте перемагничивания: $P_m = f^\beta$ ($\beta = 1,3-1,5$).

Частота перемагничивания сердечника статора равна частоте тока в сети ($f = f_1$), а частота перемагничивания сердечника ротора $f = f_2 = f_{1s}$.

Электрические потери в АД вызваны нагревом обмоток статора и ротора проходящими по ним токами. Величина этих потерь пропорциональна квадрату тока в обмотке (Вт), соответственно в обмотке статора и ротора.

Помимо отмеченных потерь, в АД определены также механические потери (на трение и охлаждение) и дополнительные (вызванные действием высших гармоник, пульсацией магнитной индукции в зубцах и другими причинами, принимаемые равными 0,5 % от потребляемой мощности).

Результаты расчетов всех потерь в электрооборудовании приведены на рис. 2.19.

Потери гидравлической мощности в технологических насосах обусловлены преимущественно вихревыми потерями на преодоление сопротивлений в рабочем колесе и корпусе, что связано с конструктивными особенностями проточной части, качеством обработки поверхностей насоса [2, 39].

2.5. Потребители энергоресурсов...

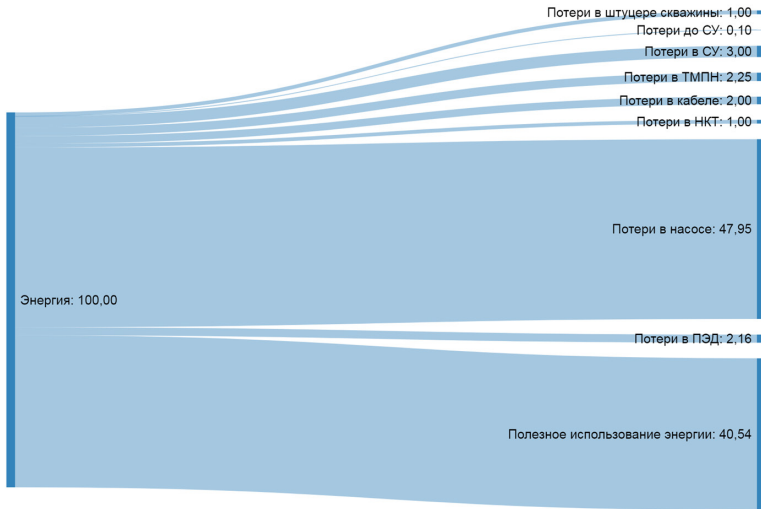


Рис. 2.19. Диаграмма распределения фактических потерь энергии в скважине, оборудованной УЭЦН

В процессе энергообследования расчет потерь гидравлической мощности в ЭЦН произведен по фактическим значениям плотности жидкости, глубины спуска насоса, суточной производительности скважин и результатам инструментальных измерений электрической нагрузки насосных агрегатов.

Результаты расчета потерь энергии в скважине, оборудованной УЭЦН, представлены на диаграмме (см. рис. 2.19).

По результатам анализа отчетных данных и инструментальных измерений составлены балансы потребления топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) за два года. Сведения по балансу электроэнергии и его изменениях представлены в табл. 2.6 [6], увеличение расхода энергоресурсов связано с вводом в эксплуатацию новых производственных объектов.

Таблица 2.6

**Сведения по балансу потребления электрической
энергии, тыс. кВт · ч**

№ п/п	Статья	2016 г.	2017 г.
1	Приход		
1.1	Сторонний источник	–	18 943,96
1.2	Собственное производство	57 567,41	110 512
	Итого суммарный приход	57 567,41	129 455,96
2	Расход		
2.1	Расход на собственные нужды, всего, в том числе:	56 782,04	127 689,83
2.1.1	производственный (технологический) расход	46 419,9062	105 010,92
2.1.2	хозяйственные нужды	10 362,1338	22 678,91
2.1.3	электрическое отопление	–	–
2.1.4	электрический транспорт	–	–
2.1.5	прочие собственные нужды	–	–
2.2	Субабоненты (сторонние потребители)	–	–
2.3	Фактические (отчетные) потери, всего, в том числе:	785,37	1766,13
2.3.1	технологические потери, всего, в том числе:	785,37	1766,13
	условно-постоянные	472,05	1061,54
	нагрузочные	282,08	634,33
	потери, обусловленные допустимыми погрешностями приборов учета	31,24	70,26

2.5. Потребители энергоресурсов...

Окончание табл. 2.6

№ п/п	Статья	2016 г.	2017 г.
2.3.2	нерациональные потери	–	–
	Итого суммарный расход	57 567,41	129 455,96

Сведения по балансу тепловой энергии (ТЭ) и его изменениях представлены в табл. 2.7 [6]. Расход тепловой энергии в 2017 г. увеличился на 107 % по сравнению с 2016 г. Увеличение расхода ТЭ обусловлено вводом в эксплуатацию новых объектов. Расход тепловой энергии осуществляется на нужды отопления, вентиляции и горячего водоснабжения.

Таблица 2.7

Сведения по балансу потребления тепловой энергии, Гкал

№ п/п	Статья	2016 г.	2017 г.
1	Приход		
1.1	Сторонний источник	–	–
1.2	Собственное производство, всего, в том числе:	1840,2	3810
1.2.1	электрическое отопление	–	–
	Итого суммарный приход	1840,2	3810
2	Расход		
2.1	Технологические расходы, всего, в том числе:	–	–

2. Генерация и потребление энергии при освоении...

Окончание табл. 2.7

№ п/п	Статья	2016 г.	2017 г.
2.1.1	пара, из них контактным (острым) способом	–	–
2.1.2	горячей воды	–	–
2.2	Отопление и вентиляция, всего, в том числе:	1821,798	3771,9
2.2.1	калориферы воздушные	–	–
2.3	Горячее водоснабжение	–	–
2.4	Субабоненты (сторонние потребители)	–	–
2.5	Суммарные сетевые потери	18,402	38,1
	Итого производственный расход	1840,2	3810

Основными потребителями ТЭР на предприятии являются оборудование скважинного фонда, комплекс подготовки товарной нефти и насосное оборудование внешнего транспорта нефти.

Долевое распределение потребления ТЭР в натуральном выражении за 2018 г. представлено на рис. 2.20 [6]. Из рисунка видно, что основной статьёй потребления ТЭР в натуральном выражении является электроэнергия (ЭЭ) – 95 %, дизельное топливо составляет (ДТ) 5 %.

На рис. 2.21 представлено долевое распределение потребления ТЭР в денежном выражении за 2018 г., из которого видно, что в денежном выражении соотношение следующее: ЭЭ – 98 %, ДТ – 2 %.

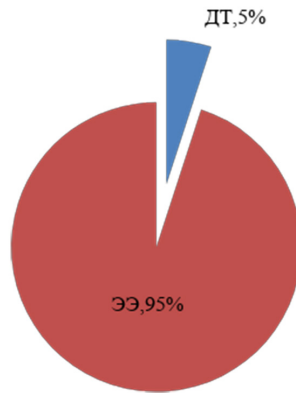


Рис. 2.20. Долевое распределение потребления ТЭР за 2018 г.

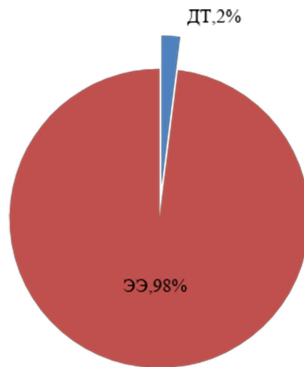


Рис. 2.21. Долевое распределение потребления ТЭР в денежном выражении за 2018 г.

Долевое распределение ЭЭ по направлениям генерации представлено на рис. 2.22. Из рисунка видно, что основное потребление электроэнергии в общем балансе составляет ЭЭ от собственного источника генерации – 85 %.



Рис. 2.22. Потребление ЭЭ по направлениям генерации

Долевое соотношение электропотребления по направлениям использования за 2018 г. представлено на рис. 2.23. Из данных рисунка видно, что основное потребление ЭЭ осуществляется на добычу нефти механизированным способом – 29 %, система ППД составляет 22 %, также крупным потребителем электроэнергии является скин-система (электрообогрев трубопроводов) – 21 % от общего потребления.

Расход дизельного топлива осуществляется по следующим направлениям:

- электростанция (выработка ЭЭ);
- автомобильный транспорт;
- котельные (выработка ТЭ на нужды отопления и ГВС).

Данные по потреблению дизельного топлива в течение 2017 г. представлены в табл. 2.8. На рис. 2.24 представлена динамика изменения потребления дизельного топлива помещенно в течение 2017 г.

2.5. Потребители энергоресурсов...

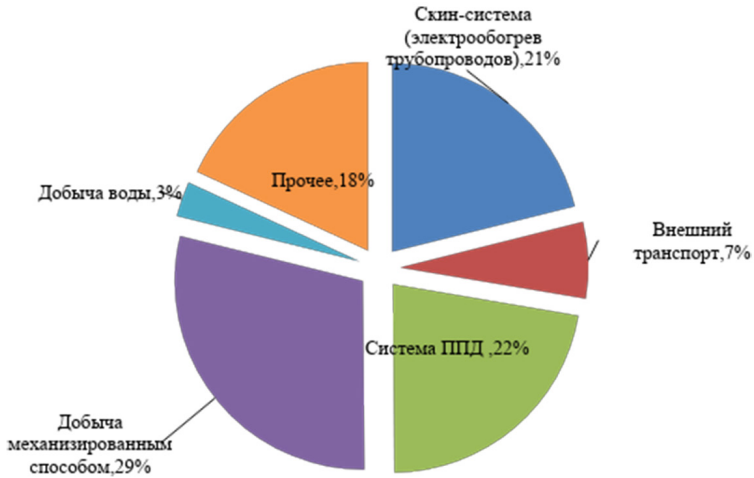


Рис. 2.23. Долевое соотношение электропотребления по направлениям использования за 2018 г.

Таблица 2.8

Данные по потреблению дизельного топлива в 2017 г., т

Месяц	Автотранспорт	Котельная	ДЭС
Январь	30,218	18,844	1075,768
Февраль	33,228	17,27	913,448
Март	32,119	20,186	978,197
Апрель	35,626	22,463	888,246
Май	28,712	21,092	807,359
Июнь	21,398	18,435	198,379
Июль	21,127	19,5	197,368

Месяц	Автотранспорт	Котельная	ДЭС
Август	25,196	21,129	193,741
Сентябрь	23,306	31,601	191,761
Октябрь	34,351	32,432	224,121
Ноябрь	32,04	36,849	211,333
Декабрь	37,696	34,8	241,246

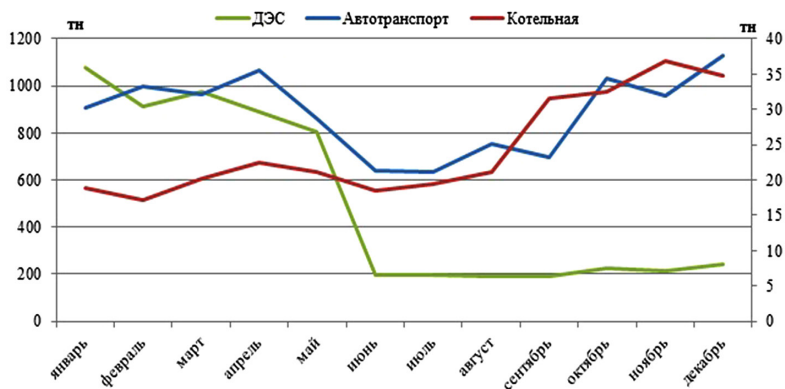


Рис. 2.24. Динамика изменения потребления дизельного топлива ежемесячно в течение 2017 г.

Из данных таблицы и рисунка видно, что потребление дизельного топлива по статье «Автотранспорт» имеет сезонную зависимость. Рост потребления дизельного топлива на выработку тепловой энергии в «Котельной» связан с вводом новых объектов отопления. Снижение потребления вы-

работки электрической энергии от «ДЭС» связано с переходом генерации от ГТЭС.

На рис. 2.25 представлено долевое распределение ДТ по направлениям потребления [6, 7].

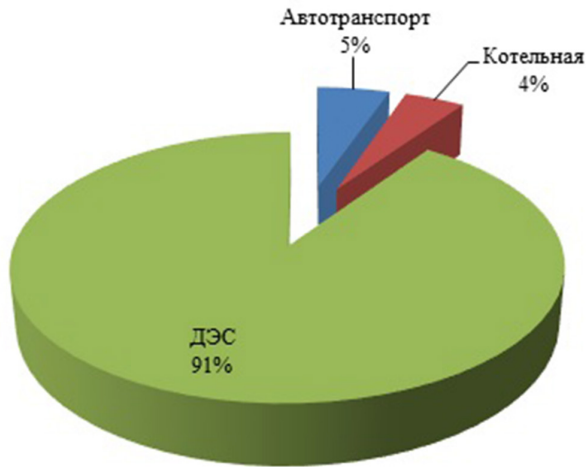


Рис. 2.25. Долевое распределение ДТ по направлениям потребления

Из данных рисунка видно, что основное потребление ДТ составляет генерация электроэнергии на ДЭС, потребление ДТ на автотранспорт и выработку тепловой энергии составляет 5 и 4 % соответственно.

Произведен расчет нормативного удельного расхода электроэнергии (УРЭ) по основным технологическим процессам:

- механизированная добыча нефтесодержащей жидкости;
- система ППД;
- транспорт нефти.

В качестве исходных данных для расчета приняты следующие значения:

- напор насосного агрегата H (ввиду отсутствия на предприятии данных по давлению до и после насоса по каждой скважине для расчета УРЭ по процессам добыча нефтесодержащей жидкости и нефти принято значение фактической глубины спуска насоса);

- паспортная производительность насосного агрегата $Q_{ж}$;
- паспортный КПД насосного агрегата $\eta_{на}$;
- паспортный КПД электродвигателя $\eta_{эд}$;
- плотность перекачиваемой жидкости в соответствии с суточными сводками ρ .

Расчет произведен следующим образом.

Общая потребляемая мощность, кВт·ч:

$$N_3 = \frac{g \cdot \rho \cdot H \cdot Q_{ж}}{1000 \cdot 3600 \cdot \eta_{на} \cdot \eta_{эд}}, \quad (2.13)$$

где $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ – ускорения свободного падения; ρ – плотность жидкости, г/см^3 ; H – паспортный напор насосного агрегата, м; $\eta_{эд}$ – паспортный КПД электродвигателя, о. е.; $\eta_{на}$ – паспортный КПД насосного агрегата, о. е.

Удельный расход электроэнергии, кВт·ч/м³:

$$\text{УРЭ}_н = \frac{N_3}{Q_{ж}}, \quad (2.14)$$

где N_3 – общая потребляемая мощность, кВт·ч; $Q_{ж}$ – паспортная производительность насосного агрегата, м³/сут.

Средний УРЭ_н по процессу добычи нефтесодержащей жидкости составил 7,12 кВт·ч/м³.

Результаты расчета нормативного УРЭ по процессам перекачки нефти и системы ППД представлены в табл. 2.9.

Таблица 2.9

Результаты расчета номинального УРЭ по процессам внутренней и внешней перекачки нефти

Наименование оборудования	Место установки	Мощность, кВт	УРЭ, кВт·ч/м ³
MSD-4×6×10.5/12	Насосная система перекачки сырой нефти	629	2,77
P 1904 A/B CP4×6×9/10s	Насосная система ППД	1274	9,4

На рис. 2.26 представлен анализ зависимости УРЭ от объемов добычи нефти. Из данных рисунка видно, что УРЭ не имеет прямой зависимости от объемов добычи нефти.

На рис. 2.27 приведены данные удельных расходов энергии на добычу нефтесодержащих жидкостей (НСЖ) и нефти в тоннах условного топлива (тут) на тыс. т нефти (тн) за год. Из данных видно, что повышенный удельный расход энергии в зимний период связан в первую очередь с затратами на выработку тепловой энергии.

Сведения по балансу котельно-печного топлива и его изменениях представлены в табл. 2.10 [6]. Расход котельно-печного топлива в 2017 г. увеличился на 106 % по сравнению

2. Генерация и потребление энергии при освоении...

с 2016 г. Увеличение расхода топлива связано с увеличением выработки электроэнергии.

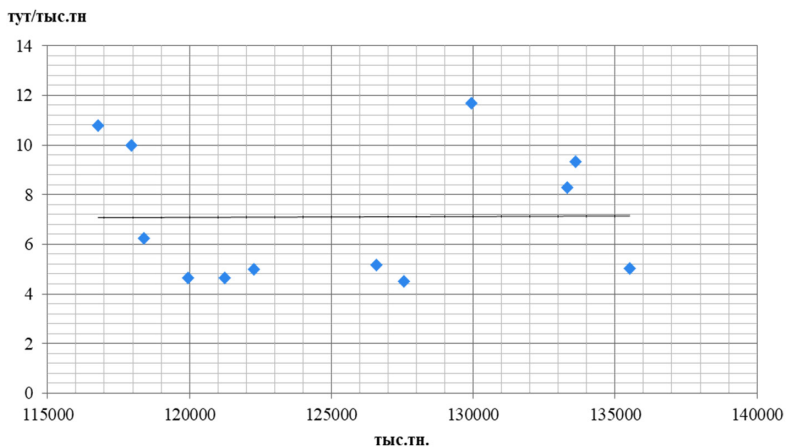


Рис. 2.26. Зависимость УРЭ от объемов добычи нефти

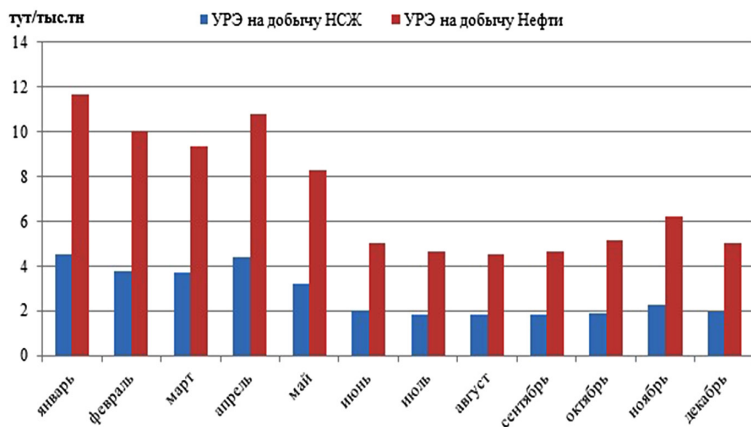


Рис. 2.27. Динамика изменения удельных расходов ежемесячно за год

2.5. Потребители энергоресурсов...

Таблица 2.10

Сведения по балансу потребления котельно-печного топлива, т у. т.

№ п/п	Статья	2016 г.	2017 г.
1	Приход		
1.1	Попутный нефтяной газ	34 713,15	73 850,4
1.2	Топливо дизельное	4367,231	6686,167
Итого суммарный приход		39 080,381	80 536,567
2	Расход		
2.1	Технологическое использование, всего, в том числе:	–	–
2.1.1	нетопливное использование (в виде сырья)	–	–
2.1.2	нагрев	–	–
2.1.3	сушка	–	–
2.1.4	обжиг (плавление, отжиг)	–	–
2.1.5	бытовое использование	–	–
2.2	На выработку тепловой энергии, всего, в том числе:	39 080,381	80 536,567
2.2.1	в котельной	167,311	337,11
2.2.2	в собственной ТЭС (включая выработку электрической энергии)	38 913,07	80 199,457
Итого суммарный расход		39 080,381	80 536,567

Для определения потерь тепловой энергии через ограждающие конструкции в рамках инструментального обследования произведена тепловизионная съемка зданий и сооружений. Анализ полученных результатов показал, что имеют место тепловые потери через неплотности дверей и ворот. На рис. 2.28 изображены термограммы, отражающие потери тепловой энергии через неплотности двери здания административно-бытового корпуса (АБК). На рис. 2.29 – термограммы, отражающие потери теплоты через стыки крыши и стены вахтового жилого корпуса (ВЖК).

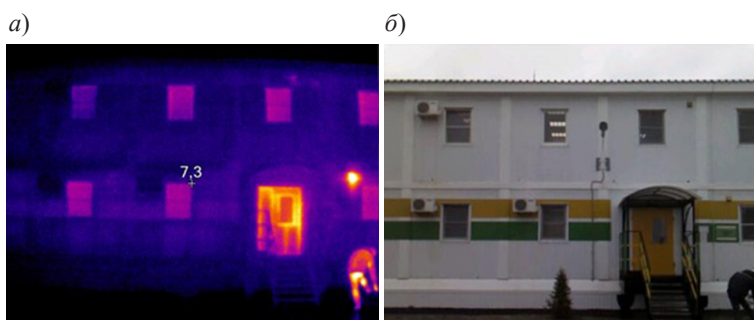


Рис. 2.28. Тепловизионная съемка АБК: а – тепловизионное изображение; б – изображение в видимом свете

Для сокращения тепловых потерь через неплотности дверных проемов возможно использование утеплителей. Для сокращения потерь тепловой энергии через межпанельные стыки рекомендуется использовать ППУ-напыление.

Для определения соответствия фактической температуры воздуха внутри зданий нормативного значению, в рамках инструментального обследования были произведены

суточные измерения температуры внутреннего воздуха. На рис. 2.30 и 2.31 представлена динамика изменения температуры внутри помещений ВЖК и АБК.

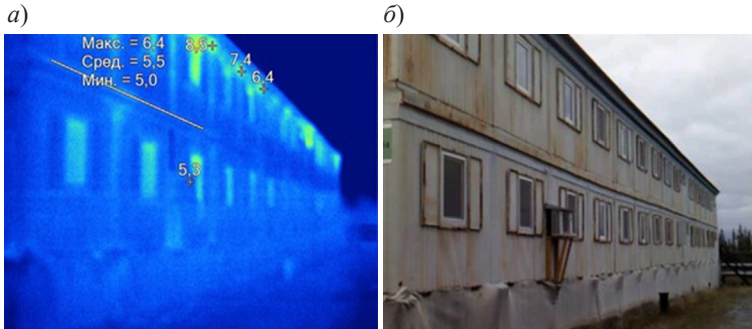


Рис. 2.29. Тепловизионная съемка ВЖК: а – тепловизионное изображение; б – изображение в видимом свете



Рис. 2.30. Изменение температуры воздуха внутри помещения ВЖК

2. Генерация и потребление энергии при освоении...



Рис. 2.31. Изменение температуры воздуха внутри помещения АБК

По данным измерений, температура воздуха внутри помещений составляет:

- АКБ – 21–24 °С;
- ВЖК – 20–26 °С.

Нормативная температура воздуха внутри помещений 2-й категории [40, 41] (помещения, в которых люди заняты умственным трудом) составляет 20 °С. Повышенное потребление тепловой энергии приводит к перерасходу котельно-печного топлива. Снизить потребление тепловой энергии возможно путем установки в тепловых пунктах автоматики с погодным регулированием.

3. ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ НА ОБЪЕКТАХ ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ И ГАЗА

3.1. Анализ потенциала энергосбережения на нефтяном месторождении

Разработка программы энергосбережения на нефтяном месторождении основана на выявленном в ходе энергетического обследования (см. гл. 2) потенциале энергосбережения [42, 43]. Оценка экономической эффективности внедрения предлагаемых мероприятий произведена по простому сроку окупаемости [6].

При комплексном внедрении мероприятий по повышению эффективности использования энергоносителей годовое снижение потребления ТЭР составляет 1536,52 т у. т. в натуральном выражении и 39 523,77 тыс. руб. в денежном. Общая стоимость внедрения предложенных мероприятий составляет 319 914,62 тыс. руб. (2018 г.).

Обобщенная характеристика рекомендуемых энергосберегающих мероприятий приведена в табл. 3.1.

Оценка результатов анализа дает возможность скорректировать инвестиционный портфель энергосберегающих проектов предприятия.

Оценка влияния потенциала энергосберегающих мероприятий проведена без учета потребления ПНГ. ПНГ является

3. Энергосберегающие технологии на объектах...

побочным продуктом нефтедобычи и не имеет потребительской стоимости, и, как следствие, нет необходимости в снижении потребления данного вида энергоресурса [3–5].

Таблица 3.1

**Обобщенная характеристика
рекомендуемых энергосберегающих мероприятий**

№ п/п	Наименование мероприятия	Ед. изм.	Потенциал энергосбережения		Инвестиции	Простой срок окупаемости, лет
			нат. знач.	тыс. руб.	тыс. руб.	
1	2	3	4	5	6	7
1	Установка частотно-регулируемого привода (ЧРП) на экспортных насосах нефти 1703А, 1703С внешнего транспорта нефти ЦПС	тыс. кВт·ч	6250,2	19 390,8	77 000	4,0
2	Установка частотно-регулируемого привода (ЧРП) на насосах Р-1904А, Р-1904В, Р-1904С системы ППД	тыс. кВт·ч	2924,4	9299,5	90 000	9,7

3.1. Анализ потенциала энергосбережения...

Окончание табл. 3.1

1	2	3	4	5	6	7
3	Установка фотореле для регулирования уровня внутреннего освещения	тыс. кВт·ч	3,7	12,7	50	3,9
4	Установка погодозависимой автоматики в тепловом пункте АБК и ВЖК	тонн нефти	58	1748	10 000	5,7
5	Установка регенератора для привода ГТЭС	тыс. кВт·ч	446	1563,66	1963,7	12,6
6	Установка дверных доводчиков	тонн нефти	2	60	10	1,0
7	Установка ветрогенератора для выработки электрической энергии на кустовой площадке NP-1	тыс. кВт·ч	2102,4	7366,1	140 809	19,0
Итого		–	–	39 523,8	319 914,6	8,1

Влияние энергосберегающих мероприятий на потребление энергетических ресурсов представлено в табл. 3.2.

Таблица 3.2

**Влияние разработанных энергосберегающих мероприятий
на потребление энергетических ресурсов предприятием**

Вид энергетического ресурса	Снижение потребления		Потребление в 2017 г.		Влияние выявленного потенциала, %
	Натуральное выражение	т у. т.	Натуральное выражение	т у. т.	
Электрическая энергия	11 726,7	1442	129 456	15 923	9,1
Дизельное топливо	62,8	94	5489	8234	1,1
Итого		1536	–	24 157	6,4

Общий потенциал внедрения энергоресурсосберегающих мероприятий составляет 6,4 % от общего потребления ТЭР в натуральном выражении.

Перекачка товарной нефти от центрального пункта сбора нефти (ЦПС) осуществляется из резервуаров экспортными насосами внешнего транспорта нефти типа Sulzer серии MSD 4×6×10.5/12, при этом в работе постоянно находятся два насосных агрегата. В ходе анализа работы данного оборудования установлено, что насосы работают с переменной нагрузкой, что обусловлено регулированием производительности посредством дросселирования.

Ранее произведена оценка эффективности работы данных насосных агрегатов, которая показала, что диапазон из-

менения производительности насосных агрегатов составляет от 95 до 135 м³/ч, при этом регулирование производительности осуществляется при помощи запорно-регулирующей арматуры. Наиболее экономичным способом регулирования является частотно-регулируемый привод, за счет которого обеспечивается как экономия электроэнергии (снижение потребляемой мощности), так и оптимизация технологического процесса (автоматизация процесса).

Предлагается внедрить систему частотно-регулируемого привода насосов Р-1703А и Р-1703С. Выполнена оценка экономии электроэнергии при использовании регулирования производительности посредством изменения частоты вращения. Расчет экономии мощности при использовании системы ЧРП на насосах Р-1703А и Р-1703С представлен в табл. 3.3.

Таблица 3.3

Оценка экономии мощности при внедрении ЧРП

Наименование	Обозначение	Р-1703А	Р-1703С
Номинальный режим			
Объемный расход, м ³ /ч	$Q_{\text{ном}}$	226,9	226,9
Напор, м	$H_{\text{ном}}$	980	980
Механическая мощность, кВт	$N_{\text{ном}}$	630	630
Фактический режим			
Объемный расход, м ³ /ч	Q_1	115	119
Напор, м	H_1	1195	1200

Окончание табл. 3.3

Наименование	Обозначение	P-1703A	P-1703C
Механическая мощность, кВт	N_1	506,9	491,9
При регулировании с ЧРП			
Объемный расход, тыс. м ³ /ч	Q (с ЧРП)	115	119
Напор, м	H (с ЧРП)	269,6	251,7
Механическая мощность, кВт	N (с ЧРП)	114,3	103,2
Среднее время работы за год, ч	T	8000	8000
Экономия	кВт	392,5	388,7
	тыс. кВт·ч	3140,5	3109,7
	тыс. руб.	9986,7	9888,9

Необходимо отметить, что при установке ЧРП на высоковольтные электродвигатели (ЭД) преобразователи будут оборудованы силовыми трансформаторами порядка 1000 кВА (для ЭД 630 кВт). При этом требуется учитывать потери холостого хода и короткого замыкания, которые будут составлять не менее 2 % от мощности силовых трансформаторов, а также дополнительно требуется учитывать затраты на собственные нужды блок-модулей ЧРП не менее 0,5 % от мощности, суммарная величина снижения потенциала составит 2,5 % для каждого агрегата.

Таким образом, суммарный ориентировочный потенциал экономии электроэнергии от внедрения системы ЧРП

на насосах составит 6250,2 тыс. кВт·ч в год (2018 г.), или 19 390,8 тыс. руб. (при средневзвешенном тарифе на электроэнергию 3,18 руб./кВт·ч).

Для поддержания пластового давления на ЦПС установлены высоконапорные насосы типа Sulzer серии CP4×6×9/10s, для оценки режима работы насосов и эффективности применения частотного способа регулирования электропривода были произведены измерения нагрузки насосных агрегатов. При этом в ходе анализа работы данного оборудования установлено, что насосы работают с переменной нагрузкой, это обусловлено регулированием производительности с целью поддержания давления, при этом регулирование осуществляется посредством дросселирования.

Наиболее экономичным способом регулирования является частотно-регулируемый привод, за счет которого обеспечивается как экономия электроэнергии (снижение потребляемой мощности), так и оптимизация технологического процесса (автоматизация процесса). Предлагается внедрить систему частотно-регулируемого привода насосов P-1904A, P-1904B, P-1904C. Расчет экономии при использовании ЧРП на этих насосах представлен в табл. 3.4. Необходимо отметить, что при установке ЧРП на высоковольтные электродвигатели преобразователи будут оборудованы силовыми трансформаторами порядка 1600 кВА (для ЭД 1600 кВт). При этом требуется учитывать потери холостого хода и короткого замыкания, которые будут составлять не менее 2 % от мощности силовых трансформаторов, а также дополнительно требуется учитывать затраты на собственные нужды блок-модулей ЧРП не менее 0,5 % от мощности, суммарная

величина снижения потенциала составит 2,5 % для каждого агрегата.

Таблица 3.4

Оценка экономии мощности при введении ЧРП

Наименование	Обозначение	P-1703A	P-1703B	P-1703C
Номинальный режим				
Объемный расход, м ³ /ч	$Q_{\text{ном}}$	150	150	150
Напор, м	$H_{\text{ном}}$	2146,8	2146,8	2146,8
Механическая мощность, кВт	$N_{\text{ном}}$	1600	1600	1600
Фактический режим				
Объемный расход, м ³ /ч	Q_1	142	145	139
Напор, м	H_1	2220	2180	2240
Механическая мощность, кВт	N_1	1445	1445	1414
При регулировании с ЧРП				
Объемный расход, тыс. м ³ /ч	Q (с ЧРП)	142	145	139
Напор, м	H (с ЧРП)	2220	2180	2240
Механическая мощность, кВт	N (с ЧРП)	1313,9	1317,5	1297,7
Среднее время работы в 2017 г., ч	T	8000	8000	8000

Таким образом, суммарный ориентировочный потенциал экономии электроэнергии от внедрения системы ЧРП на насосах составит 2924,4 тыс. кВт · ч в год, или 9299,51 тыс. руб. (при средневзвешенном тарифе на электроэнергию 3,18 руб./кВт · ч).

3.2. «Карнотизация» рабочего цикла газотурбинного двигателя

Приводом для ГТЭС служит газотурбинный двигатель. В результате работы газотурбинного привода в атмосферу выбрасываются отработавшие газы. Температура исходящих из турбины газов составляет 450–500 °С. При этом в настоящий момент при эксплуатации газоперекачивающих агрегатов высокопотенциальные отработавшие газы удаляются в окружающую среду, тем самым унося с собой значительную часть тепловой энергии.

Предлагается произвести «карнотизацию» рабочего цикла газотурбинного двигателя (ГТД) с целью приближения рабочего цикла газотурбинной установки (ГТУ) к идеальному, т. е. осуществить возврат части тепловой энергии отработавших газов обратно в цикл для подогрева рабочего тела, что, в свою очередь, повысит эффективность цикла.

Для определения рациональности использования регенерации тепловой энергии проведем анализ сравнения простого термодинамического цикла ГТУ и цикла с регенерацией тепловой энергии. Отличие газотурбинной установки с регенерацией тепловой энергии от установки без регенерации состоит в том, что сжатый воздух поступает из компрессора не сразу в камеру сгорания, как происходит в простом цикле ГТУ, а предварительно проходит воздушный регенератор – теплообменный аппарат, в котором он подогревается за счет тепловой энергии отработавших газов. Соответственно, газы, выходящие из турбины, перед выходом в атмосферу прохо-

3.2. «Карнотизация» рабочего цикла газотурбинного двигателя

дят через воздушный регенератор, где они охлаждаются, подогревая сжатый воздух. Таким образом, определенная часть тепловой энергии, ранее уносившаяся с отработавшими газами в атмосферу, теперь полезно используется.

На рис. 3.1 представлен термодинамический цикл ГТУ с подводом тепловой энергии при постоянном давлении.

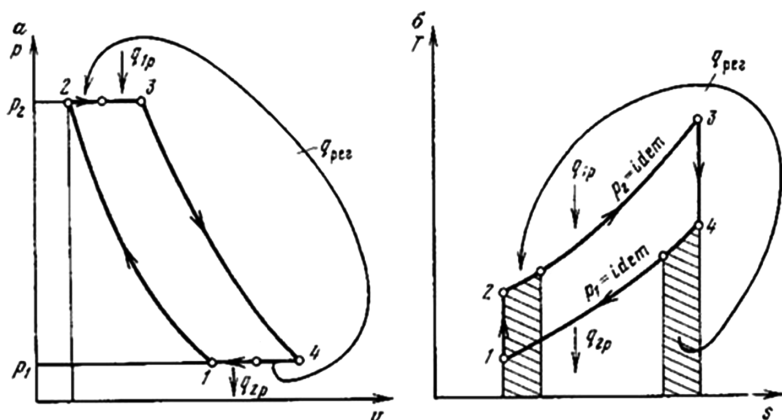


Рис. 3.1. Термодинамический цикл ГТУ с подводом тепловой энергии при постоянном давлении: а – термодинамический цикл с подводом тепловой энергии в $p-v$ -диаграмме; б – термодинамический цикл с подводом тепловой энергии в $t-s$ -диаграмме; 1–2 – адиабатное сжатие воздуха в компрессоре; 2–3 – подвод тепловой энергии в КС при постоянном давлении; 3–4 – адиабатное расширение продуктов сгорания в турбине; 4–1 – изобарный отвод тепловой энергии, выхлоп продуктов сгорания в атмосферу

Соответственно, в цикле ГТУ с использованием регенерации, благодаря возврату части тепловой энергии обратно в цикл, снижается расход топлива, предназначенный для нагрева рабочего тела в камере сгорания. Принципиальная

схема ГТУ с регенерацией тепловой энергии представлена на рис. 3.2.

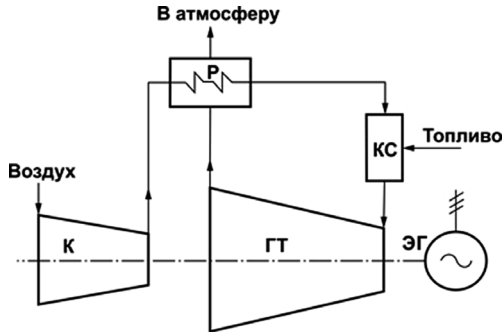


Рис. 3.2. Принципиальная схема ГТУ с регенерацией тепловой энергии

В настоящее время используется электростанция в составе четырех газотурбинных агрегатов с единичной электрической мощностью по 7,83 МВт фирмы *TORNADO SINGL SHAFT*. В качестве энергосберегающего мероприятия рекомендуется укомплектовать дополнительно ГТЭС регенератором тепловой энергии.

В качестве исходных параметров для расчета потенциала энергосбережения приняты рабочие – в соответствии с эксплуатационными характеристиками ГТУ.

Тепловая энергия, подведенная к воздуху в регенераторе, определяется разностью температур T_5 и T_2 :

$$Q_B = C_{pB} (T_5 - T_2), \quad (3.1)$$

где C_{pB} – средняя теплоемкость воздуха.

Максимальное количество тепловой энергии, которое может быть передано воздуху, характеризуется разностью температур T_4 и T_2 :

$$Q_{\text{пер}} = C_{pr} (T_4 - T_2), \quad (3.2)$$

где C_{pr} – средняя теплоемкость газа.

Эффективность или степень регенерации находим следующим отношением:

$$r = \frac{Q_{\text{в}}}{Q_{\text{пер}}} = \frac{C_{pv} (T_5 - T_2)}{C_{pr} (T_4 - T_2)}. \quad (3.3)$$

Если известна степень регенерации, то температура воздуха перед камерой сгорания будет равна:

$$T_5 = r(T_4 - T_2) + T_2 \quad (3.4)$$

при условии, что различием теплоемкостей можно пренебречь.

Тогда коэффициент полезного действия ГТД в регенеративном цикле определяется следующим выражением:

$$\eta_e = \frac{L_e}{Q_e} =$$

$$= \left[C_{pr} \eta_{et} T_3 (1 + \beta) \left(1 - \pi^{\frac{k-1}{k}} \right) - C_{pk} T_1 \left(\frac{1}{\eta_{ik} \left(\pi^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right)} \right) \right] -$$

$$- \Sigma q_{\text{реген}} / \frac{1}{\eta_{\text{кв}}} [(1 + \beta) C_{pr} T_3 - C_{pv} T_5], \quad (3.5)$$

где $\Sigma q_{\text{реген}}$ – тепловой эквивалент дополнительных гидравлических сопротивлений при движении воздуха и газа в регенераторе.

КПД газотурбинного двигателя в простом цикле определяется выражением

$$\eta_e = \frac{L_e}{Q_e} = \frac{\left[C_{pt} \eta_t T_3 (1 + \beta) \left(1 - \pi^{\frac{k-1}{k}} \right) - C_{pk} T_1 \left(\frac{1}{\eta_k \left(\pi^{\frac{k-1}{k}} - 1 \right)} \right) \right]}{\frac{1}{\eta_{\text{кс}}} [(1 + \beta) C_{pt} T_3 - C_{pk} T_2]}, \quad (3.6)$$

где C_{pk} – средняя теплоемкость подогретого воздуха перед камерой сгорания; C_{pt} – средняя теплоемкость газа при расширении в турбине; η_t, η_k – внутренние КПД турбины и компрессора; β – коэффициент, учитывающий массу топлива, поступившую в цикле при сжигании топлива в камере сгорания; π – степень понижения давления в турбине и повышения давления в компрессоре; $\eta_{\text{кс}}$ – КПД камеры сгорания.

С учетом сказанного отличие заключается в количестве подведенной тепловой энергии к рабочему телу в камере сгорания. Величина определяется по следующей формуле:

$$\Delta Q = \left[\frac{1}{\eta_{\text{кк}}} \left((1 + \beta) C_{pt} T_3 - C_{pk} T_2 \right) \right] - \left[\frac{1}{\eta_{\text{кк}}} \left((1 + \beta) C_{pt} T_3 - C_{pv} T_5 \right) \right]. \quad (3.7)$$

Из уравнения (3.5) следует, что значение регенерации оказывает влияние на числитель выражения, т. е. на величину полезной работы цикла только за счет появления дополнительных аэродинамических сопротивлений, полезная работа (L_e) в цикле с регенерацией снижается. КПД цикла изменяется как за счет уменьшения полезной работы, так и за счет уменьшения знаменателя, т. е. подведенной в цикл тепловой энергии. В результате большого снижения (Q_e) КПД цикла растет.

Удельный расход топлива в ГТД b_e (кг/кВт · ч) определяется отношением массового расхода топлива к мощности за один час работы двигателя или из следующего выражения:

$$b_e = \frac{3600}{Q_{\text{н}}^p \eta_e}, \quad (3.8)$$

где $Q_{\text{н}}^p$ – теплотворная способность топлива, кДж/кг.

Удельный расход воздуха в ГТД d_e (кг/кДж) связан с величиной внутренней полезной работы отношением

$$d_e = \frac{1}{L_e} = \frac{G_v}{N_e}, \quad (3.9)$$

где G_v – расход воздуха в ГТД (кг/с); N_e – мощность ГТД (кВт); L_e – полезная работа цикла (кДж/кг).

Как следует из сказанного, при применении в цикле регенерации тепловой энергии возрастает КПД установки и, следовательно, снижается удельный расход топлива, но расход воздуха увеличится на величину, равную значению гидравлических потерь в регенераторе, вследствие уменьшения полезной работы.

В результате произведенного расчета удельный расход топливного газа снизится на 0,01 кг/кВт·ч, что составляет 311,28 тыс. м³/год. Предприятие снизит потребление электроэнергии от стороннего источника, и, следовательно, экономия топливного газа (440,6 тыс. м³/год) позволит выработать 446 МВт электроэнергии в год, что в денежном выражении составляет 1563,66 тыс. руб.

В качестве примера выбран регенератор тепловой энергии отработавших газов РГ-6, предлагаемый как изделие полной заводской готовности ООО «АвиагазЦентр». Краткая техническая характеристика регенератора тепловой энергии типа РГ-6 представлена в табл. 3.5. Расчет простого срока окупаемости представлен в табл. 3.6.

Отечественная промышленность имеет положительный опыт проектирования и создания газотурбинных установок с регенераторами. Так, например, отечественная ГТУ-20 при мощности $N_e = 8700$ кВт и $T_3 = 1023$ К имеет пластинчатый регенератор перекрестного тока трехходовой по воздуху и одноходовой по газу, выполненный из стали марки Х18Н9Т, с поверхностью нагрева $F = 1370$ м². Достигнутая степень регенерации $r = 0,78$. На полной мощности температура отхо-

3.2. «Карнотизация» рабочего цикла газотурбинного двигателя

дящих газов перед регенератором равна $T_4 = 648$ К, а за ним $T_6 = 520$ К. При эксплуатации установки получен эффективный удельный расход топлива 0,306 кг/кВт·ч.

Таблица 3.5

Технические характеристики РГ-6

Наименование характеристики	Значение
Компоновка регенератора	Вертикальная
Степень регенерации тепла, не менее	0,86
Расход воздуха через регенератор, кг/с	56,3
Расход продуктов сгорания через регенератор, кг/с	56,8
Давление продуктов сгорания на входе в регенератор, МПа, изб., не более	0,005
Тепловая мощность, кВт	22 000
Температура воздуха на входе в регенератор, °С	200
Температура воздуха на выходе из регенератора, °С	450
Температура продуктов сгорания на входе в регенератор, °С, не более	489
Температура продуктов сгорания на выходе из регенератора, °С, не более	127
Максимально допустимая температура продуктов сгорания, °С	600

3. Энергосберегающие технологии на объектах...

Окончание табл. 3.5

Наименование характеристики	Значение
Суммарное относительное гидравлическое сопротивление регенератора по воздушному тракту, %, не более	4,6
Суммарное относительное гидравлическое сопротивление регенератора по тракту продуктов сгорания, %, не более	4,6
Количество монтажных единиц, шт.	2
Максимальная масса 1 монтажной единицы, кг	16 000
Материал трубной системы	12Х18Н10Т
Поверхность теплообмена, м ²	1755×2
Габаритные размеры аппарата, мм	2350×2600×2900

Таблица 3.6

Расчет срока окупаемости

Стоимость установки регенератора, тыс. руб.	Удельный расход топлива без регенератора, кг/кВт · ч	Удельный расход топлива с регенератором, кг/кВт · ч	Экономия топливного газа, тыс. м ³ /год	Срок окупаемости, лет
19 644	0,464	0,454	440,6	12,6

3.2. «Карнотизация» рабочего цикла газотурбинного двигателя

Установка регенератора тепловой энергии на ГТД позволит в значительной степени при сохранении мощности сократить расход топлива, подаваемого на горение в камере сгорания.

3.3. Повышение КПД ГТУ, работающей по циклу Брайтона

Анализ методов повышения эффективности ГТУ, выполненный в, частности, в исследованиях [44, 45], показывает, что для повышения КПД наиболее важно обеспечить эффективное функционирование компрессора [46–49]. Газотурбинные установки работают по циклу Брайтона. Общий вид газотурбинной установки представлен на рис. 3.3, принципиальная схема и термодинамические циклы – на рис. 3.4.

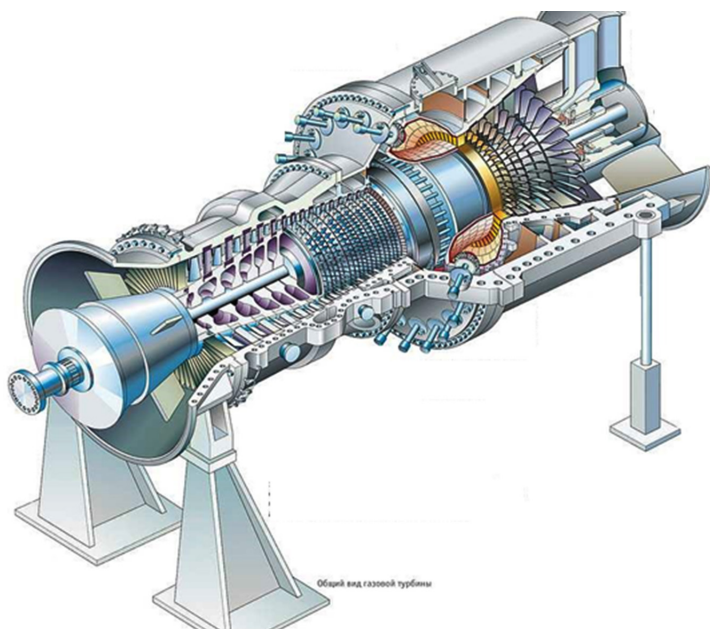


Рис. 3.3. Общий вид ГТУ

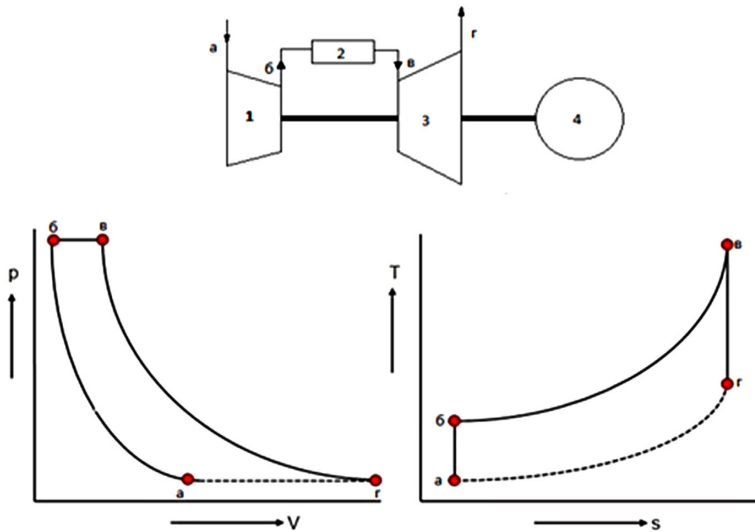


Рис. 3.4. Принципиальная схема и циклы ГТУ:
 1 – компрессор; 2 – камера сгорания; 3 – турбина; 4 – генератор

Точка «а» соответствует параметрам воздуха перед компрессором. В процессе «а – б» воздух адиабатно сжимается в компрессоре. Точка «б» соответствует параметрам рабочего тела перед камерой сгорания (КС). В процессе «б – в» сжатый воздух при постоянном давлении нагревается в камере сгорания, где происходит сжигание топлива. Точка «в» соответствует параметрам газов на входе в газовую турбину (ГТ). В процессе «в – г» нагретые газы совершают полезную работу в газовой турбине, после чего выбрасываются в атмосферу или поступают на вход в котел-утилизатор (КУ). Большая часть энергии затрачивается на сжатие воздуха в компрессоре. Поэтому эффективность работы компрессора

существенно влияет на КПД всей установки. При снижении удельной работы сжатия в компрессоре на 1 % КПД ГТУ возрастает на 2 %.

На рис. 3.5 представлены зависимости коэффициента полезного действия газотурбинной установки η_t от степени повышения давления π в компрессоре при различных значениях температуры в камере сгорания. Анализ влияния степени повышения давления в компрессоре дает понять, что при увеличении этого параметра КПД установки растет значительно, но есть предел, после которого увеличение степени сжатия незначительно влияет на коэффициент полезного действия либо вообще приводит к снижению эффективности ГТУ.

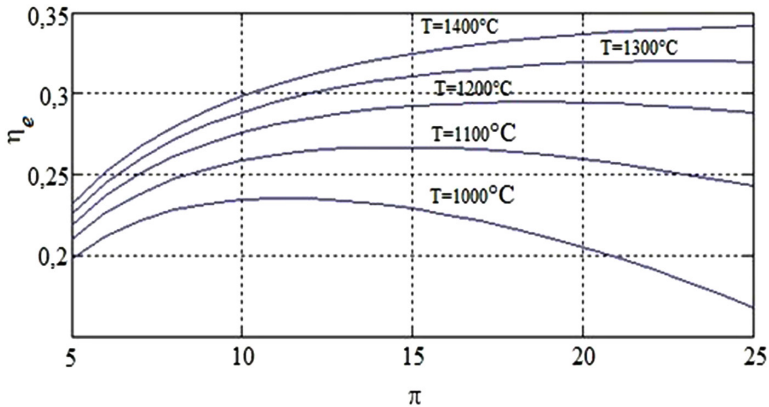


Рис. 3.5. Зависимости КПД ГТУ от степени повышения давления при различных значениях температуры в камере сгорания

Основными методами повышения эффективности процесса сжатия в компрессоре является использование:

- испарительных охладителей;

- системы мелкодисперсного распыла в воздушном потоке с ее испарением;
- установки в воздушном потоке водовоздушного теплообменника, в котором циркулирует вода, охлаждаемая в абсорбционной холодильной машине.

Наиболее целесообразным способом считается мелкодисперсный распыл воды в воздушном потоке [50, 51]. При этом достигается повышение мощности за счет испарения впрыскиваемой воды и, как следствие, увеличение на входе в компрессор массового расхода воздуха, имеющего относительную влажность, практически равную 100 %. Анализ показывает, что наиболее эффективным вариантом повышения КПД установки является мелкодисперсный распыл охлаждающей воды в КВОУ (комплексное воздухоприготовительное устройство) и проточную часть компрессора ГТУ. На рис. 3.6 приведена технологическая схема установки «Туман» (ОАО «НПО ЦКТИ им. Ползунова»), реализующая метод мелкодисперсного распыла охлаждающей воды.

Коллектор-распылитель с форсунками (200 шт.) микродисперсного распыла размещается в КВОУ после фильтров тонкой очистки и перед блоком шумоглушения. В коллектор-распылителе предусмотрено до 10 ступеней охлаждения в зависимости от температуры и/или относительной влажности наружного воздуха ϕ . Каждая ступень охлаждения обеспечивается одной стойкой с 20 форсунками. Первая ступень (20 форсунок) включается при относительной влажности наружного воздуха $\phi = 85\%$. Высокое давление воды перед форсунками и малый диаметр сопла обеспечивают размер капель 12–20 мкм. Химически очищенная вода подается

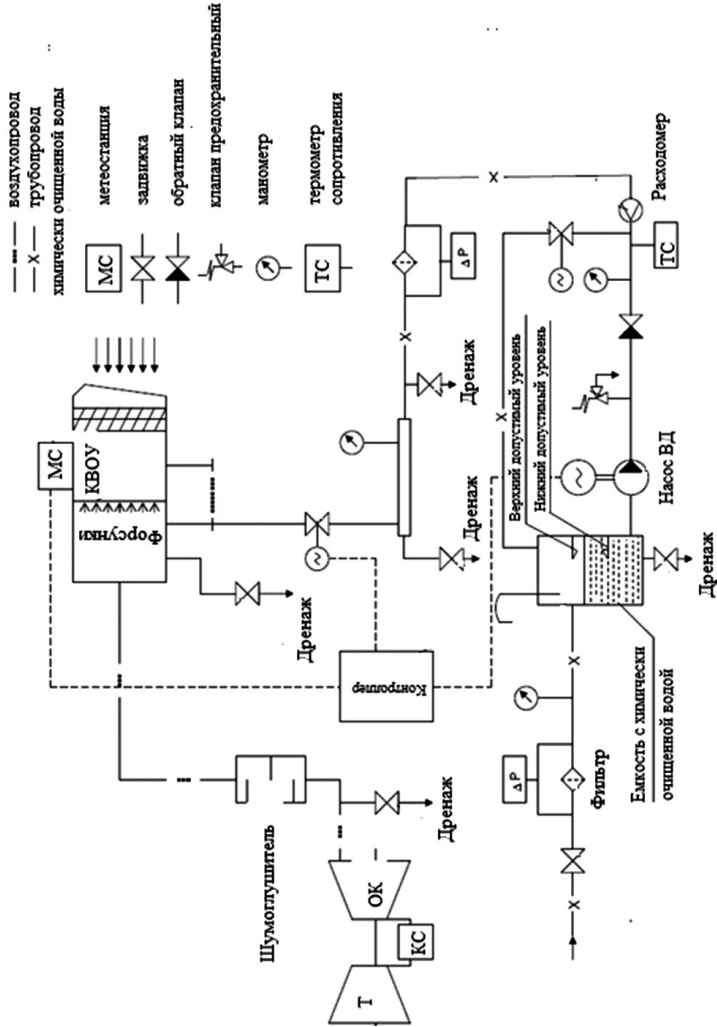


Рис. 3.6. Технологическая схема установки «Гуман»

по трубопроводу из нержавеющей стали через запорный кран, низконапорный фильтр в бак для очищенной воды. Из бака вода высоконапорным насосом подается в испарительную систему. В высоконапорной линии установлены: предохранительный клапан, обратный клапан, расходомер, фильтр высокого давления, коллектор воды высокого давления, к которому присоединяются трубопроводы ступеней охлаждения.

Система оборудована метеостанцией с датчиками барометрического давления, температуры и влажности наружного воздуха. Показания датчиков, а также данные расходомера передаются в программный контроллер, сигналы от которого используются для регулирования частоты вращения вала насоса и управления запорными клапанами ступеней охлаждения.

Испарительная система снабжена дренажными линиями и байпасом. Для распыла воды используются форсунки – как гидравлические (жидкостные), так и пневматические [50]. В настоящее время находит широкое распространение представление о процессе дробления как о явлении развития неустойчивости течения жидкости со свободными границами в виде струй [51]. При этом разделяют это явление на неустойчивость Релея – Тейлора, связанную с воздействием массовых сил на весь объем жидкости, и неустойчивость Кельвина – Гельмгольца за счет касательных напряжений, действующих при наличии разности скоростей в жидкости и газа в пространстве распыления. Первый тип механизма дробления характерен для форсунок ударного типа и для механических форсунок с большой начальной скоростью истечения

воды (100 м/с) в неподвижный газ. Второй тип превалирует в газожидкостных оросителях и в механических форсунках при меньших (до 40 м/с) начальных тангенциальных и осевых скоростях истечения жидкости.

В реальных установках оба механизма действуют одновременно. Развитие процесса неустойчивости течения приводит к деформации и разрушению струй, пленок и капель жидкости. Из-за сложности этого явления сам процесс разрушения в настоящее время не имеет полного математического описания. При дроблении реализуется баланс сил поверхностного натяжения, вязкости и инерции. В общем случае силы давления, возникающие в движущейся жидкости при воздействии на ее поверхность другой жидкости, газа или твердой стенки, стремятся увеличить объем тела, а силы поверхностного натяжения – уменьшить площадь поверхности. С увеличением скорости жидкости и ее плотности радиус образованной капли уменьшается, а при увеличении коэффициента поверхностного натяжения увеличивается.

Вода, как вещество с наибольшим коэффициентом поверхностного натяжения, требует большей скорости движения для создания туманообразного капельного облака. Представленный баланс в действительности не может быть реализован, так как в процессе образования сферической формы жидкости (капли) будет происходить деформация ее поверхности под влиянием как сил инерции и поверхностного натяжения, так и сил вязкости. Известно, что вязкостные напряжения являются первопричиной диссипации механической энергии во внутреннюю энергию.

Так, при истечении жидкости из форсунки часть ее механической энергии расходуется при деформации на вязкостные диссипативные потери в вихрях, сопутствующих движению. Отклонение поверхности жидкости со свободными границами от равновесной сферической формы сопровождается колебаниями под действием капиллярных и возмущающих сил. Можно предположить, что отделение жидкости от первоначального объема осуществляется при воздействии импульса, под действием которого элемент жидкости деформируется и при определенных условиях отделяется от основного объема. Но деформация сопровождается внутренним движением жидкости в изменяемых границах и существенным сдвиговым напряжением за счет вязкости и, следовательно, диссипацией кинетической энергии. Большое значение при этом имеет время существования деформированного состояния жидкого элемента, которое по порядку величины, очевидно, сопоставимо с периодом собственных колебаний, отрывающихся от объема жидкости каплей.

Развитие неустойчивости границы жидкости, приводящей к разрыву сплошности, осуществляется за конечный промежуток времени. Если время развития неустойчивости меньше периода собственных колебаний деформированного объема жидкости, то дробление возможно, в противном случае деформация под действием сил поверхностного натяжения и вязкости уменьшается, оторвавшиеся фрагменты жидкости также испытывают деформацию и могут вновь раздробиться. Если период собственных колебаний образовавшейся капли будет меньше времени развития неустойчивости,

то капля не будет вторично дробиться при ее деформациях и колебаниях. Именно эти капли определяют спектр размеров диспергированной жидкости.

Газотурбинные установки, как и все другие энергетические установки, обладают рядом как преимуществ, так и недостатков. Достоинствами ГТУ являются высокая мощность, возможность использования практически любых видов жидкого и газообразного топлива, скорость запуска. К недостаткам можно отнести низкую энергоэффективность, высокую инертность, высокий уровень шума и существенную зависимость КПД установки от климатических факторов.

Как уже было отмечено, большая часть российских месторождений по добыче природного газа находится в условиях Крайнего Севера в сложных климатических условиях. Основным приводом нагнетателей на компрессорных станциях являются ГТУ. Их эффективность сильно зависит от параметров наружного воздуха, поэтому исследование влияния климатических факторов является важной задачей для повышения эффективности работы газотурбинной установки в составе компрессорной станции и в энергетике в целом. Например, при повышении температуры наружного воздуха с -0 до $+30$ °С КПД ГТУ понижается с 36 до 32 % (рис. 3.7). Колебания давления воздуха на действующих установках происходят в ограниченных пределах, что определяет небольшое их влияние на работу установки. Повышение влагосодержания воздуха в ГТУ обычно не оказывает сильного влияния на эффективность работы установки.

В связи с этим является актуальной проблема исследования эффективности работы ГТУ при различных параметрах окружающей среды. Точное и оперативное определение показателей эффективности работы ГТУ позволит организовать эффективный режим работы установки, т. е. определить зависимости показателей эффективности ГТУ, в частности, КПД и удельный расход топлива на выработку 1 кВт/ч электрической энергии от параметров окружающей среды (температуры и относительной влажности воздуха).

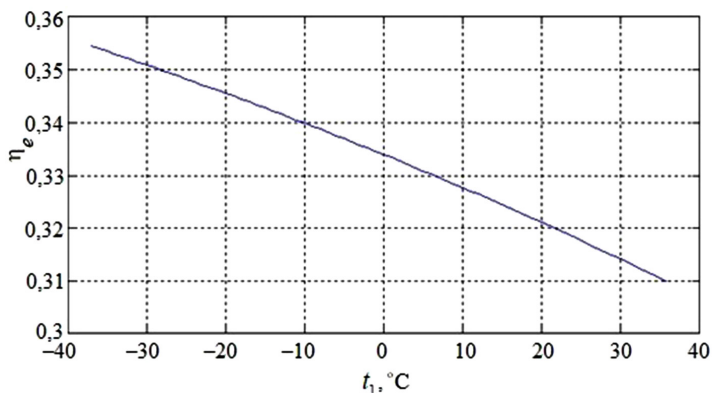


Рис. 3.7. Зависимость КПД ГТУ от температуры воздуха перед компрессором

Для выполнения этой задачи была построена математическая модель ГТУ в среде MATLAB. Необходимые зависимости для составления модели приняты из [44]: в общем виде коэффициент полезного действия ГТУ η_e определяется по формуле (3.6), а удельный расход топлива d_e определяется выражением (3.9).

На основе данной математической модели было проведено исследование зависимости показателей эффективности ГТУ от температуры и влагосодержания наружного воздуха. На рис. 3.8 приведена зависимость КПД ГТУ от температуры наружного воздуха.

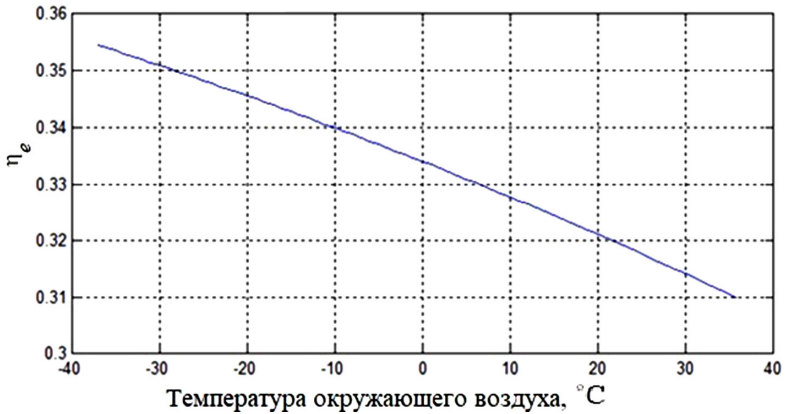


Рис. 3.8. Зависимость КПД ГТУ от температуры наружного воздуха

Зависимость, представленная на рис. 3.8, показывает, что КПД газотурбинной установки меняется в широких пределах при изменении температуры наружного воздуха. Тот факт, что на территории России климатические параметры изменяются в широком диапазоне, говорит о том, что необходимо серьезно подходить к вопросу влияния параметров окружающей среды на эффективность работы ГТУ.

Также выполнен анализ зависимости КПД ГТУ от влагосодержания d наружного воздуха при температуре наружного воздуха $t_1 = 0$ °C. График представлен на рис. 3.9.

3.3. Повышение КПД ГТУ, работающей по циклу Брайтона

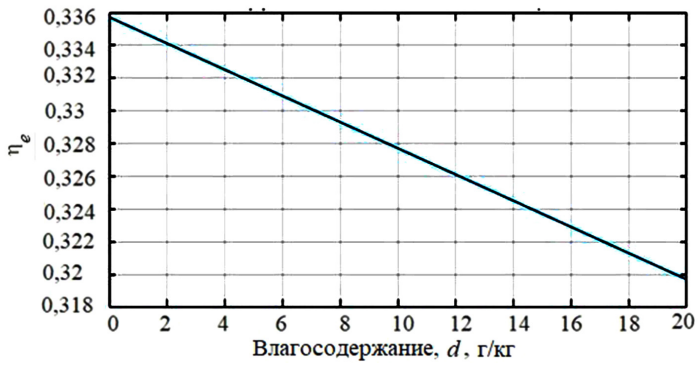


Рис. 3.9. Зависимость КПД ГТУ от влагосодержания воздуха

Можно сделать вывод, что влагосодержание также влияет на КПД установки.

3.4. Использование цикла Стирлинга

Как уже было отмечено, для решения проблемы снижения потребления дизельного топлива на месторождении может быть предложено использование теплового двигателя Стирлинга, не требующего специальной подготовки топлива и использующего любой источник теплоты, например солнечную энергию, попутный нефтяной газ и т. п.

Термодинамический цикл Стирлинга основан на периодическом нагреве и охлаждении рабочего тела с извлечением энергии из возникающего при этом изменения давления (рис. 3.10).

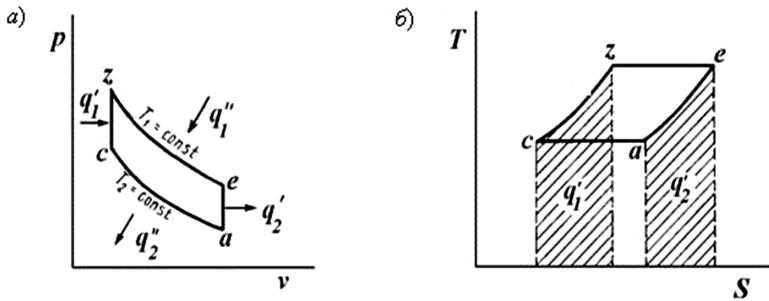


Рис. 3.10. Диаграммы идеального цикла Стирлинга

Процесс « $a - c$ » – изотермическое сжатие при интенсивном отводе теплоты q_2'' , при этом $T_a = T_c = T_2$.

Процесс « $c - z$ » изохорный, $v_c = v_z$, температура рабочего тела увеличивается от $T_c = T_2$ до $T_z = T_1$ при подводе теплоты q_1' .

Процесс «z – e» – изотермическое расширение ($T_z = T_e = T_1$) к рабочему телу подводится теплота q_1'' .

Процесс «e – a» изохорный, $v_e = v_a = \text{const}$, с отводом теплоты q_2' .

Внешний подвод теплоты осуществляется через теплопроводящую стенку. Рабочее тело во время работы находится в закрытом пространстве.

Работа в цикле Стирлинга представляет собой разность работы, полученной в процессе изотермического расширения (подвод теплоты q_1''), и работы, затраченной в процессе изотермического сжатия с отводом теплоты (q_2''). Термический КПД цикла определяется следующим образом [52]:

$$\eta_{iS} = 1 - \frac{|q_2''|}{q_1''};$$

$$q_1'' = RT_{\max} \ln\left(\frac{v_a}{v_c}\right); \quad |q_2''| = RT_{\min} \ln\left(\frac{v_a}{v_c}\right);$$

$$\eta_{iS} = 1 - \frac{T_{\min}}{T_{\max}}$$

или окончательно:

$$\eta_{iS} = 1 - \frac{\tau - 1 + (k - 1) \ln \varepsilon}{\tau [1 + (k - 1) \ln \varepsilon] - 1}, \quad (3.10)$$

где $\varepsilon = v_a / v_c$ – степень сжатия; $\tau = T_1 / T_2$ – степень повышения температуры; $k = c_p / c_v$ – показатель адиабаты.

Среди достоинств двигателей Стирлинга можно отметить простоту конструкции, экономичность эксплуатации, экологичность. Однако громоздкость и материалоемкость, инерционность при изменении теплового потока, потребность в создании высоких давлений ограничивают их использование.

3.5. Энергосберегающие технологии на объектах транспортировки газа

Помимо потребителей теплоты, представленных ранее, другими потребителями теплоты выхлопных газов ГТУ могут быть [36]:

- системы подогрева топливного газа;
- магистральные нефтепроводы, проложенные параллельно газопроводам на расстоянии 1–1,5 км;
- системы снеготаяния, например системы Wirsbo Mel-taway [53].

В работе [54] отмечено, что наиболее крупными потребителями теплоты компрессорной станции (КС) могут быть магистральные нефтепроводы. Известно, что с повышением температуры вязкость нефти ν понижается [55]; например, при повышении температуры нефти от 0 ° до 15 °С вязкость снижается в три раза, при этом пропускная способность нефтепровода диаметром 1000 мм увеличивается на 21,5 % (рис. 3.11, 3.12).

В зависимости от вязкости нефти и температуры наружного воздуха затраты тепловой энергии для подогрева могут достигать 60 МВт. Принципиальные схемы подогрева нефти утилизируемой теплотой ГТУ КС представлены на рис. 3.13 [36].

Подогрев нефти до температуры 30–65 °С происходит в теплообменниках (обычно типа «труба в трубе» или кожухотрубных), установленных на площадке нефтеперекачивающей станции или на отдельно стоящем пункте подогрева.

В качестве промежуточного теплоносителя обычно используется горячая вода. Подогрев воды может осуществляться в утилизационных теплообменниках, установленных в газаходах ГТУ.

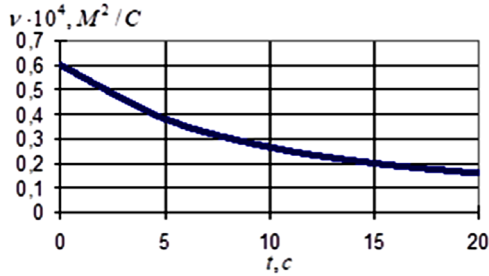


Рис. 3.11. Зависимость вязкости нефти от температуры

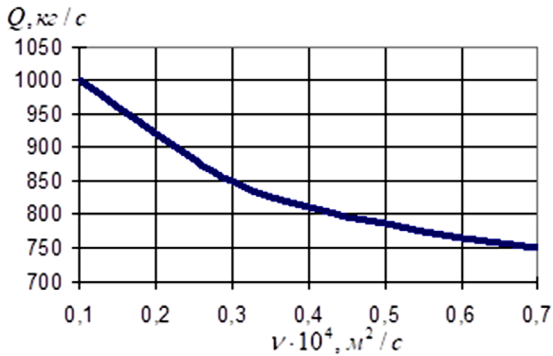


Рис. 3.12. Зависимость пропускной способности нефтепровода от вязкости нефти

Подача теплоносителя осуществляется с помощью насосов по замкнутому циклу. Схема подогрева нефти может быть одноконтурная (а) и двухконтурная (б).

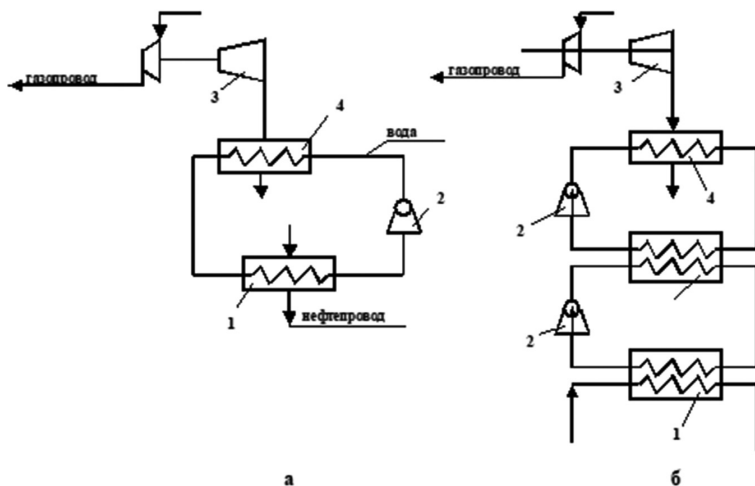


Рис. 3.13. Принципиальные схемы подогрева нефти:
а – одноконтурная; б – двухконтурная; 1 – теплообменник для подогрева нефти; 2 – насос; 3 – газоход; 4 – утилизационный теплообменник

Одним из перспективных энергосберегающих направлений является применение тепловых насосов (ТН), которые на протяжении многих лет успешно используются в мировой практике [56, 57]. В данном разделе впервые в схемы известных энергосберегающих технологий включены тепловые насосы.

Учитывая исследования, проведенные в работах [57–61], к источникам тепловых ресурсов на объектах транспортировки газа можно отнести следующие [36, 37, 62]:

- системы охлаждения смазочного масла (рис. 3.14);
- системы охлаждения газа;
- обратная сетевая вода (рис. 3.15) системы теплоснабжения (СТС);

- нагретые поверхности газопроводов и ГТУ в машинных залах КС;
- вытяжные системы машинных залов компрессорных цехов;
- физическую энергию дросселируемого топливного газа.

На рис. 3.16 представлена схема для отопления галереи нагнетателей и горячего водоснабжения (ГВС) многомашинного компрессорного цеха (КЦ) за счет теплоты удаляемого воздуха с применением тепловых насосов «воздух – воздух», при этом тепловой насос ТН2 может быть использован в режиме холодильной машины для теплого периода года.

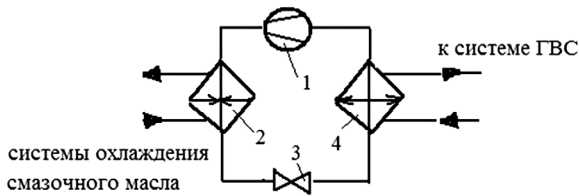


Рис. 3.14. Схема охлаждения смазочного масла с применением теплового насоса: 1 – компрессор; 2 – испаритель; 3 – терморегулирующий вентиль; 4 – конденсатор

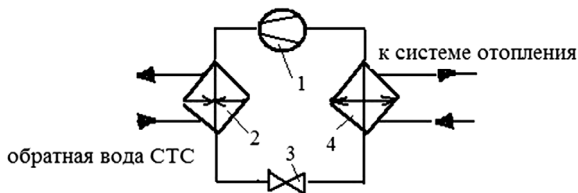


Рис. 3.15. Схема для охлаждения обратной сетевой воды с применением теплового насоса: 1 – компрессор; 2 – испаритель; 3 – терморегулирующий вентиль; 4 – конденсатор

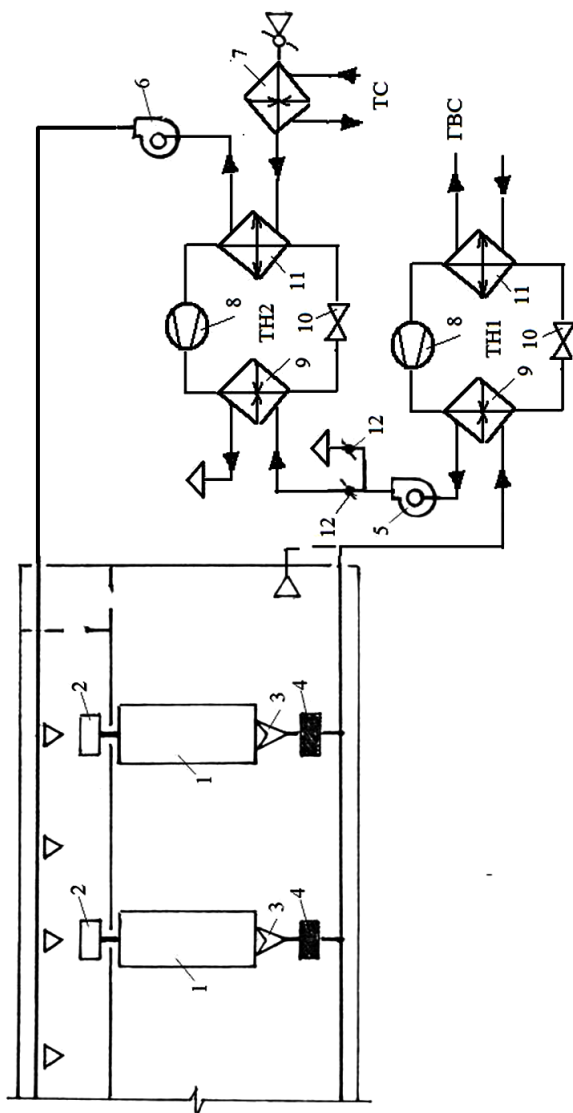


Рис. 3.16. Схема для отопления галереи нагревателей и ГВС многомашинного КЦ: 1 – ГТУ; 2 – нагреватель газа; 3 – местный отсос; 4 – противопожарный клапан; 5 – вытяжной вентилятор; 6 – приточный вентилятор; 7 – воздухонагреватель; 8 – компрессор; 9 – испаритель; 10 – терморегулирующий вентиль; 11 – конденсатор; 12 – клапаны

Физическая энергия газа, дросселируемого на газораспределительной станции (ГРС) и газораспределительном пункте (ГРП), может быть использована во все периоды года по схеме, приведенной на рис. 3.17. Детандер-генератор (ДГА-ТНУ) применяется для получения электроэнергии, теплоты и холода. Для подогрева газа перед ДГА может быть использован тепловой насос (ТНУ).

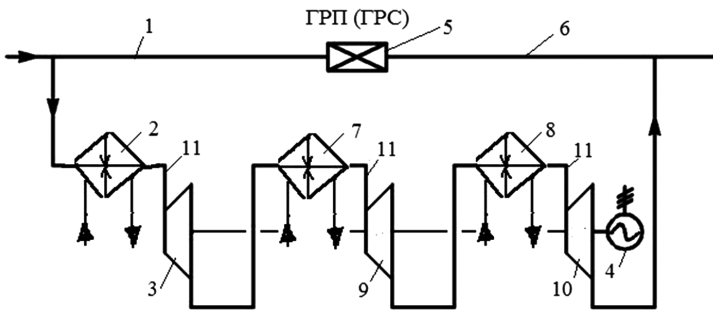


Рис. 3.17. Схема ДГА с трехступенчатым подогревом газа:
 1 – трубопровод высокого давления; 2, 7, 8 – теплообменники подогрева газа; 3, 9, 10 – детандеры; 4 – электрогенератор;
 5 – ГРП (ГРС); 6 – трубопровод низкого давления;
 11 – соединительные трубопроводы

Теплота удаляемого воздуха из помещений административно-бытовых зданий может быть использована по схеме на рис. 3.18, предложенной в работе [58]. Взамен фэнкойлов предлагается использовать в качестве местных агрегатов тепловые насосы (ТН), объединенные в кольцевую систему. Такая схема реализует в одном контуре функции отопления, охлаждения и ГВС. В качестве источника теплоснабжения также может быть использована теплонасосная установка с грунтовым коллектором или система утилизации теплоты ГТУ.

3.5. Энергосберегающие технологии на объектах транспортировки...

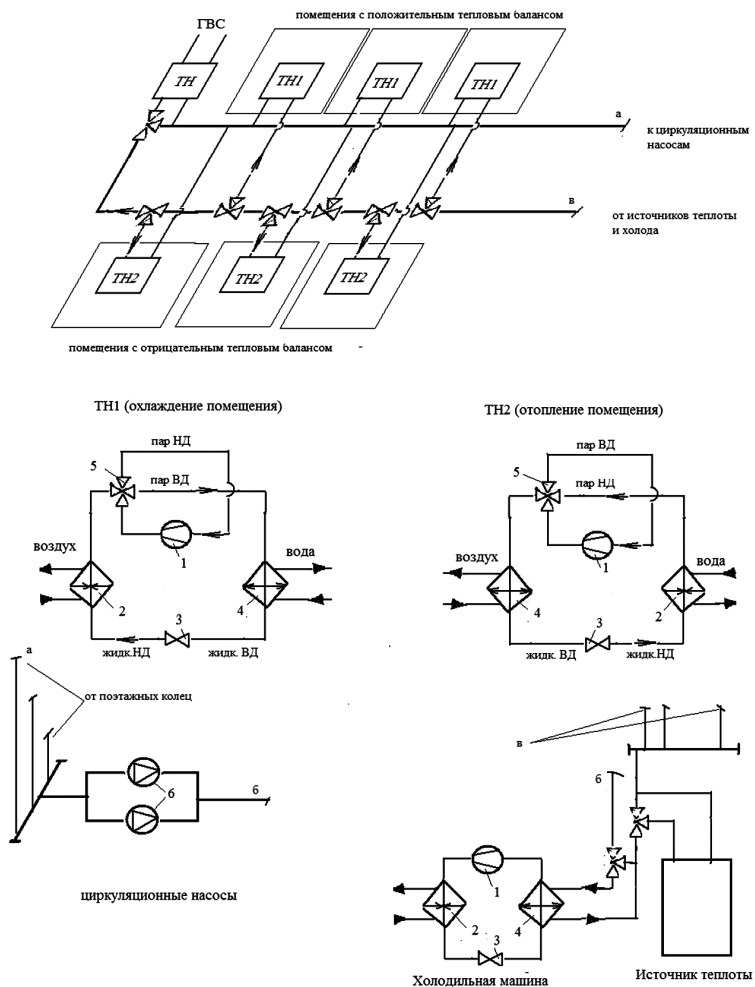


Рис. 3.18. Кольцевая схема с применением теплового насоса:
 1 – компрессор; 2 – испаритель; 3 – терморегулирующий вентиль;
 4 – конденсатор; 5 – 4-ходовой клапан; 6 – циркуляционные насосы

3.6. Использование энергии ветра

Целесообразность использования энергии ветра для генерации электрической энергии в настоящее время основана на характерных особенностях расположения нефтяных и газовых месторождений [6] на территориях энергетических ветровых зон России – побережье Северного Ледовитого океана, где среднегодовая скорость более 5 м/с (рис. 3.19).

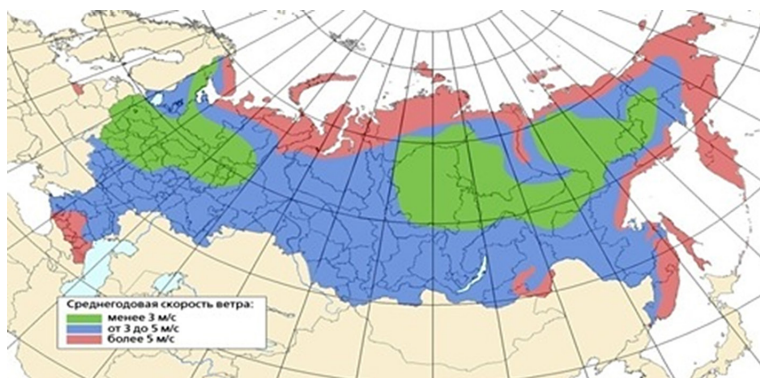


Рис. 3.19. Карта среднегодовой скорости ветра на территории России

Объекты располагаются в северной части Тимано-Печорской нефтегазонасосной провинции, которая располагается в восточной части Ненецкого автономного округа. Среднегодовая скорость ветра в данном регионе составляет более 5 м/с. Для оценки целесообразности установки ветрогенератора на одной из кустовых площадок предприятия за расчетную принята скорость ветра 5 м/с. Максимальная нагрузка для одной из кустовых площадок составляет 400 кВт·ч.

Расчет требуемого количества ветрогенераторов произведен по выходной мощности ветрогенератора следующим образом [63]:

$$N = \rho \cdot F \cdot w^2, \quad (3.11)$$

где ρ – плотность воздуха, кг/м³; F – площадь, перпендикулярная потоку ветра, м²; w – скорость ветра, м/с.

Таким образом, потенциал энергосбережения составит 2,1 млн кВт/год. Для обеспечения требуемой электрической мощности необходимо установить 18 ветрогенераторов расчетной единичной мощностью 22 кВт.

Потенциал энергосбережения рассчитан следующим образом:

$$E = 0,6 \cdot n \cdot N_{\text{ном}}, \quad (3.12)$$

где 0,6 – загрузка электрооборудования, о. е.; n – часы работы, ч; $N_{\text{ном}}$ – номинальная электрическая мощность электрооборудования, кВт.

Таким образом, потенциал энергосбережения составит 2102,4 тыс. кВт/год. Для реализации такого потенциала могут быть использованы 18 ветряных электростанций Condor Air WES 380/50-60 (рис. 3.20) мощностью 60 кВт. В состав электростанции входят:

- ветроэлектростанция Condor Air 60 кВт, мачта 18 м;
- инвертор TRESS 100 кВт, 380 В;
- аккумуляторные батареи 12 В, 200 Ач, AGM, ДШВ: 522×130×180 мм, вес 65 кг;

- шкаф управления, выпрямительно-зарядное устройство (EDS 60), балласт;
- ЗПУ с логическим управлением и контролем зарядки АКБ от сети.

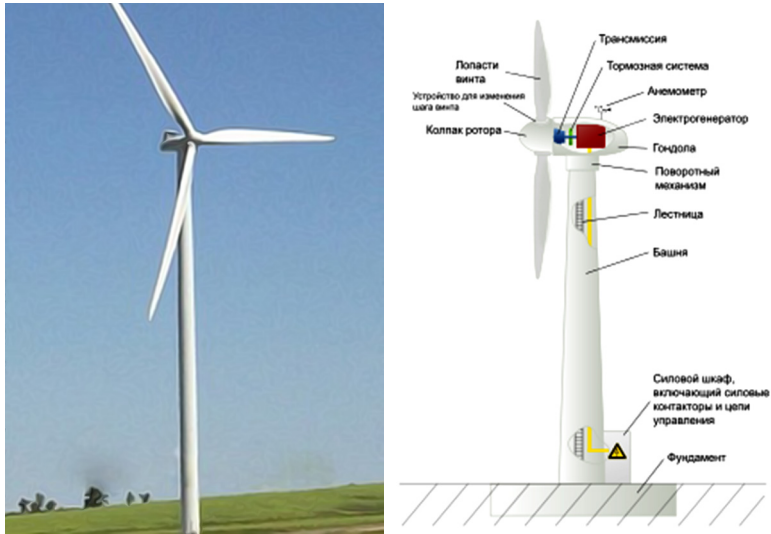


Рис. 3.20. Ветряная электростанция Condor Air WES 380/50-60

Ветроустановка может эксплуатироваться при скорости ветра от 2,5 до 10 м/с [64]. При отсутствии либо ослаблении ветра и недостаточной солнечной инсоляции происходит автоматическое отслеживание падения напряжения на аккумуляторах, после чего происходит автоматическое подключение сети. Аккумуляторы от сети подзаряжаются через зарядные выпрямители ЗПУ. Основные характеристики приведены в табл. 3.7.

3.6. Использование энергии ветра

Таблица 3.7

Характеристика Condor Air WES 380/50-60

Наименование	Значение
Диаметр ветроколеса, м	16
Высота лопасти, м	7,5
Номинальное число оборотов, об/мин	65–80
Номинальная мощность, Вт	60 000
Максимальная мощность, Вт	62 000
Стартовая скорость ветра, м/с	2,5
Номинальная скорость ветра, м/с	10
Рабочая скорость ветра, м/с	3–20
Защита от ураганных ветров	Автоматическая
Автоматическое ориентирование на ветер	Да
Высота мачты, м	18
Масса ВЭС (без мачты), кг	1450
Количество лопастей	3
Коэффициент использования энергии ветра	Более 0,42
Тип генератора	Трехфазный генератор на постоянных магнитах
Частота генератора, Гц	0–50
Ток с генератора	Переменный
Номинальный ток, А	120

Окончание табл. 3.7

Наименование	Значение
Максимальный ток, А	160
Характеристики инвертора	В зависимости от характеристик системы
Рекомендуемое количество АКБ, шт.	40
Рекомендуемая емкость АКБ, А · ч	150
Эффективность системы преобразования	Более 0,85
Уровень шума у. е., Дб	Более 65
Предельная скорость ветра, м/с	35

Суммарная стоимость оборудования для 18 ветрогенераторов составляет 91 млн руб. С учетом доставки оборудования (30 %) – 27,3 млн руб. и монтажа (30 %) – 27,3 млн руб., суммарная стоимость оборудования составит 146 млн руб. (табл. 3.8).

Расчет срока окупаемости представлен в табл. 3.9. Срок окупаемости мероприятия составит 19 лет.

Таблица 3.8

Стоимость оборудования

Наименование	Количество, шт.	Цена, тыс. руб.
Ветроэлектростанция Condor Air 60 кВт, мачта 18 м	1	3289

3.6. Использование энергии ветра

Окончание табл. 3.8

Наименование	Количество, шт.	Цена, тыс. руб.
Инвертор TRESS 100 кВт, 380 В	1	1365
Аккумуляторные батареи 12 В, 200 А · ч, AGM, ДШВ 522×130×180 мм, вес 65 кг	40	30
Шкаф управления, выпрямитель- но-зарядное устройство EDS 60, балласт	1	187
ЗПУ с логическим управлением и контролем зарядки АКБ от ДГУ	1	159
Итого	–	5030

Таблица 3.9

Расчет срока окупаемости

Затраты, млн руб.	Экономия, млн руб.	Срок окупаемости, лет
146	7,7	19

3.7. Мероприятия по энергосбережению в системе теплоснабжения

Как показали суточные измерения, температура воздуха внутри помещений АБК и ВЖК (рис. 2.30 и 2.31) выше нормативных значений, что обуславливает целесообразность внедрения мероприятия по модернизации тепловых пунктов. На объектах обследования регулирование температуры теплоносителя осуществляется на источниках тепловой энергии, местное регулирование на потребителях отсутствует. Как способ снижения потребления тепловой энергии возможна установка автоматизированных тепловых пунктов, позволяющих контролировать нормативную температуру внутри помещений. В тепловых пунктах предусматривается размещение оборудования, арматуры, приборов контроля, управления и автоматизации, посредством которых осуществляется:

- контроль параметров теплоносителя;
- регулирование расхода теплоносителя и распределение его по системам потребления теплоты;
- отключение систем потребления теплоты;
- защита местных систем от аварийного повышения параметров теплоносителя;
- заполнение и подпитка систем потребления теплоты;
- учет тепловых потоков и расходов теплоносителя;
- аккумулирование теплоты.

В тепловом пункте, в зависимости от его назначения и конкретных условий присоединения потребителей, могут осуществляться все перечисленные функции или толь-

3.7. Мероприятия по энергосбережению в системе теплоснабжения

ко их часть. При реализации мероприятия для снижения затрат в качестве внутренней трубной разводки предлагается оставить существующую.

Автоматизированный индивидуальный тепловой пункт (АИТП) автоматически поддерживает необходимую по температурному графику температуру теплоносителя в зависимости от погодных условий окружающей среды. Каждый АИТП оснащен приборами учета тепловой энергии. Контроллер АИТП позволяет настраивать необходимый температурный режим внутри помещений, в том числе снижение температуры в ночное время и выходные дни.

Потенциал энергосбережения определен как экономия энергии при снижении температуры внутри помещений с фактического значения (25 °С) до нормативного (20 °С). С учетом средней температуры наружного воздуха в отопительный период, равной 4,3 °С, потенциал энергосбережения составляет 58,28 тн/год, что в денежном выражении составляет 1748 тыс. руб./год. Ориентировочные инвестиции на внедрение мероприятия составят 5 млн руб. Расчет срока окупаемости мероприятия представлен в табл. 3.10.

Таблица 3.10

Расчет срока окупаемости

Капитальные затраты, тыс. руб.	Годовая экономия, тыс. руб.	Срок окупаемости, лет
10 000	1748	5,7

Особая роль для снижения потребления тепловой энергии принадлежит теплоизоляции трубопроводов систем

теплоснабжения [65]. На объектах добычи и транспорта нефти и газа применяется преимущественно надземная прокладка трубопроводов, при этом в качестве теплоизоляционных конструкций используется традиционная – минеральная вата с покровным слоем из оцинкованного железа [7]. Как показывают тепловизионные обследования подобных теплотрасс, представленные на рис. 3.21 [66], неизбежны утечки теплоты через неплотности теплоизоляции и потери теплоты, обусловленные недостаточным сопротивлением теплопередаче теплоизоляционной конструкции.

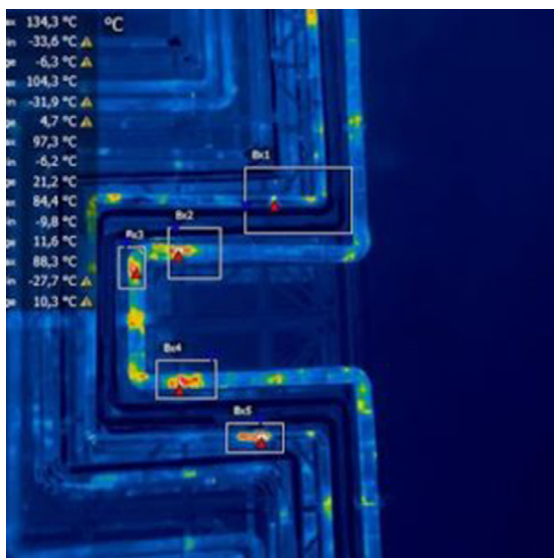


Рис. 3.21. Пример тепловизионной съемки теплотрассы

В настоящее время, наряду с уже ставшей традиционной ППУ изоляцией, производители предлагают (рис. 3.22)

3.7. Мероприятия по энергосбережению в системе теплоснабжения

современные материалы, такие как, например, сверхтонкая жидкая теплоизоляция КОРУНД.

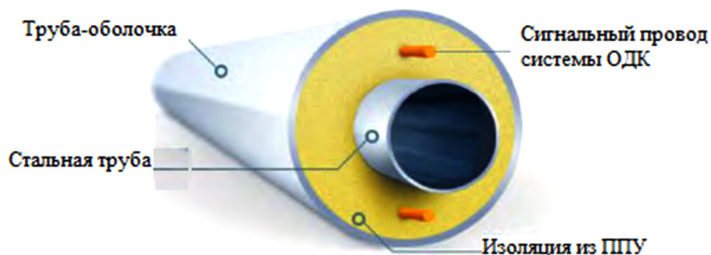


Рис. 3.22. Труба в ППУ-изоляции

На рис. 3.23 приведено сравнение обычной для наружной прокладки трубопроводов теплоизоляции и предлагаемой жидкой теплоизоляции [67]. Теплоизоляция для труб КОРУНД представляет собой суспензию с коэффициентом теплопроводности $0,0012 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot^\circ\text{C})$, диапазон температуры от -65 до $+260$ °C.

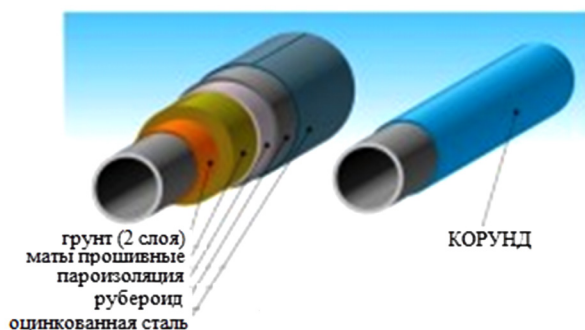


Рис. 3.23. Сравнение вариантов тепловой изоляции трубопровода

Для защиты теплоизоляционного слоя теплотрассы при надземной прокладке [68] может быть использована термоусаживающаяся лента (рис. 3.24).

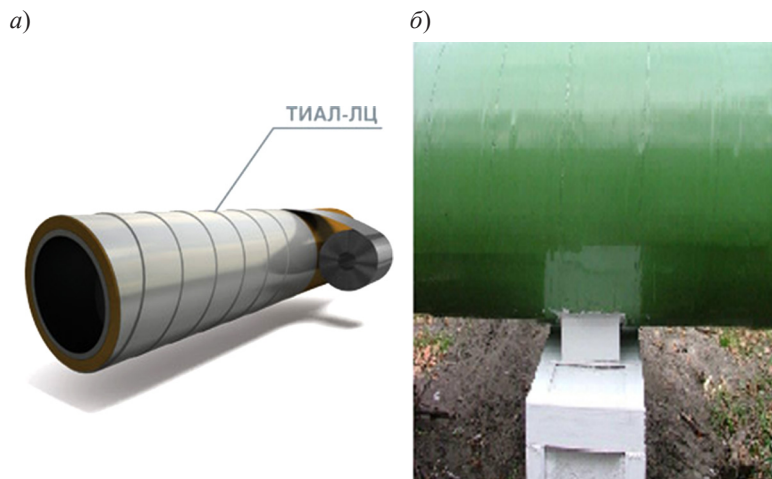


Рис. 3.24. Лента ТИАЛ-ЛЦ (а) и фрагмент теплотрассы со скорлупами-ППУ и лентой ТИАЛ-ЛЦ (б)

Теплоизоляция трубы может быть выполнена скорлупами или напылением ППУ, минеральной ватой, бетонированием и т. п., а затем лентой ТИАЛ-ЛЦ. Наносится лента непосредственно на трассе методом спиральной намотки и дальнейшей ее усадки. Диапазон рабочей температуры – от -60 до $+60$ °С. Разработана также негорючая модификация ленты ТИАЛ-ЛЦП со специальными агентами, обеспечивающими свойство самозатухания в условиях пожара.

Как отмечено в гл. 2 (рис. 2.28 и 2.29), для снижения потерь теплоты через ограждающие конструкции могут быть

3.7. Мероприятия по энергосбережению в системе теплоснабжения

использованы дополнительная теплоизоляция стен, герметизация стыков и установка доводчиков на дверях.

Использование предлагаемых энергосберегающих технологий при эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, транспортировке жидких и газообразных сред позволит снизить затраты на топливо.

4. СТАБИЛИЗАЦИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД

4.1. Проблема растепления многолетнемерзлых пород на месторождениях

Анализу проблемы растепления многолетнемерзлых пород (ММП) посвящено значительное количество работ, в частности [69–76]. Основные исследования выполнены в направлении обеспечения устойчивости скважин. Но, как показывает опыт, большинство методов может быть использовано и для стабилизации ММП при сооружении технологического оборудования, коммуникаций, зданий и т. д.

Теоретические основы термозащиты скважин подробно рассмотрены в работах И. Ю. Быкова [69–71]. В данном разделе выполнен краткий обзор характеристики многолетнемерзлых пород на основе указанных работ.

Многолетнемерзлые породы занимают более 10,5 млн км² территории России. Именно эти российские территории являются наиболее перспективными для поисков, разведки и добычи углеводородного сырья. На территории европейской части страны многолетнемерзлые породы занимают около 1 млн км², при этом в районе северной оконечности Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции распространены преимущественно мерзлые породы с так называемым вялым температурным режимом от 0 до –1,5 °С (рис. 4.1).

4.1. Проблема растепления многолетнемерзлых пород...

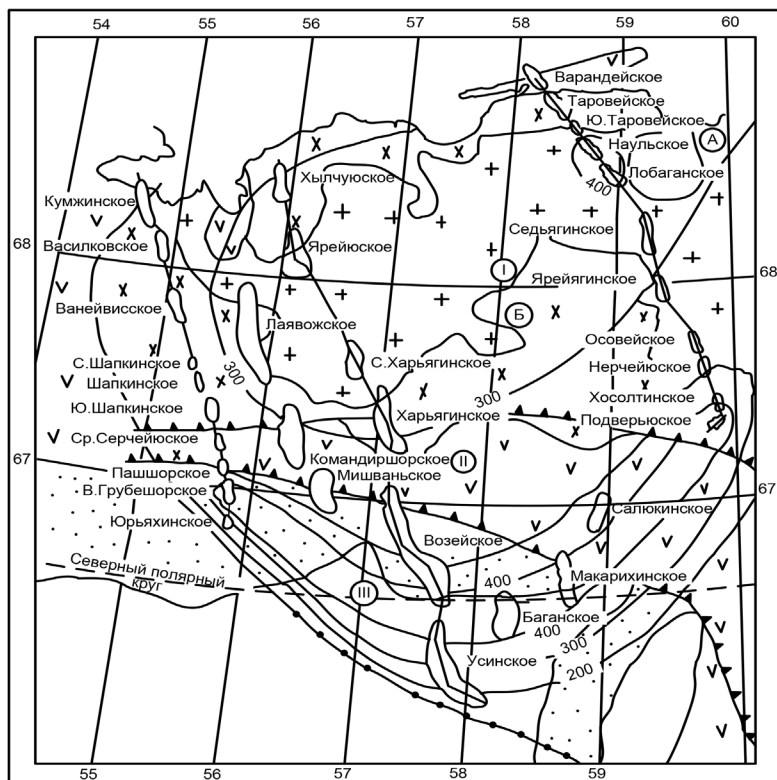


Рис. 4.1. Зональное распространение многолетнемерзлых пород на северо-востоке европейской части России. Зоны: I – северная, II – центральная, III – южная. Участки с различным распространением ММП:

$\begin{array}{ c c } \hline + & + \\ \hline + & + \\ \hline \end{array}$ – 95 %,	$\begin{array}{ c c } \hline \times & \times \\ \hline \times & \times \\ \hline \end{array}$ – 50–95 %,
$\begin{array}{ c c } \hline \vee & \vee \\ \hline \vee & \vee \\ \hline \end{array}$ – 10–50 %,	$\begin{array}{ c c } \hline \bullet & \bullet \\ \hline \bullet & \bullet \\ \hline \end{array}$ – 10 %;

границы:

- $\bullet\bullet\bullet$ – южной зоны,
- $\blacktriangle\blacktriangle\blacktriangle$ – между зонами,
- — между участками,
- ~ 200 — изолинии глубины

Южная граница залегания реликтовых мерзлых пород глубокого залегания (100–450 м) с температурой 0–(–0,5) °С расположена от Усинского нефтяного месторождения до линии Пашор – Мишвань – Возей – Макариха. Севернее расположена зона II – зона островной мерзлоты и погруженного мерзлого слоя; затем дальше на север – зона двухслойного и однослойного залегания с температурой от –0,6–0,7 °С до –1,5–2 °С; в районе Лобаганского поднятия многолетнемерзлые породы имеют температуру около –3 °С. Иначе говоря, криолитозона Северо-Востока европейской части России относится к категории высокотемпературной мерзлоты. В связи с низкой температуроустойчивостью возникает проблема потенциально возможного, в некоторых случаях непредсказуемого, растепления пород, что может повлечь за собой технологические и экологические проблемы.

Эти проблемы связаны в первую очередь с формированием приустьевой воронки, диаметр которой может составлять от 5 до 20 м, а глубина – до нескольких десятков метров. Это делает невозможным обслуживание скважин, приводит к искривлению ее надземной части с возможностью разрушения обсадных колонн и возникновению неуправляемого выброса нефтегазовых флюидов и пластовых вод на тундровый ландшафт и в атмосферу. Протаивание прискважинной зоны сопровождается перераспределением горного давления на крепь скважины с формированием локальных зон критического сжатия и растяжения обсадных колонн. Растепление мерзлых пород, сопряженных со стенками скважины (рис. 4.2), может вызвать растяжения обсадных колонн, разгерметизацию крепи скважины на различных глубинах.

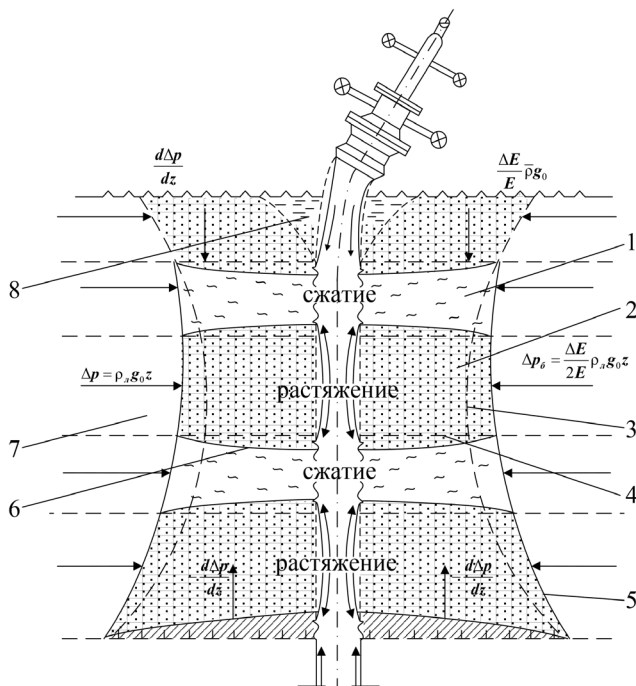


Рис. 4.2. Механизм взаимодействия крепи скважины с оттаивающим мерзлым массивом: 1 – глина; 2 – песок; 3 – граница перемещения мерзлой зоны; 4 – первоначальная граница залегания слоев; 5 – граница протаивания мерзлого массива; 6 – граница слоев после протаивания; 7 – мерзлый массив; 8 – воронка протаивания

При обратном промерзании крепь скважины может оказаться мягкой, что может привести к разрушению скважины и экологическим последствиям.

Таким образом, стадии изменения состояния мерзлых пород при их взаимодействии с буровыми растворами и стенками скважины можно описать следующим образом:

- протаивание льда-цемента с образованием жижеобразной, водной суспензии с расслоением жидкой и твердой фаз;
- обратное промерзание с потерей несущей способности;
- образование мерзлых агрегатов: при этом состав новообразований существенно отличается от исходного и восстановление несущей способности происходит не полностью; это негативно влияет на устойчивость и работоспособность скважины.

4.1.1. Задача о промерзании и температурные волны

Процессы растепления и обратного промерзания пород связаны с изменением их агрегатного состояния в результате выделения и поглощения теплоты. В большинстве случаев решение задач о движении границы между жидкостью и твердым телом проводят по методу Стефана [77].

Рассмотрим плоскую задачу (рис. 4.3), когда поверхностью раздела является фазовая плоскость $x = \xi(\tau)$. Пусть температура фазового перехода $t = \text{const}$. При фазовом переходе поглощается некоторое количество теплоты – теплоты фазового перехода.

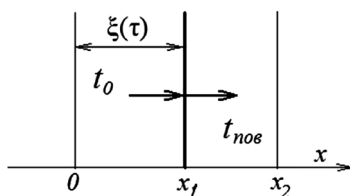


Рис. 4.3. К задаче о промерзании

За период времени $d\tau$ граница x переместится от x_1 к x_2 . За этот промежуток затвердевшая масса составит $-\rho\Delta\xi$, количество выделившейся теплоты $-q\rho\Delta\xi$ (q – теплота фазового перехода). Тогда уравнение теплового баланса примет вид:

$$\left[\lambda_1 \frac{\partial t_1}{\partial x} \Big|_{x_1} - \lambda_2 \frac{\partial t_2}{\partial x} \Big|_{x_2} \right] \Delta\tau = q\rho\Delta\xi. \quad (4.1)$$

Здесь индексы 1 и 2 относятся соответственно к жидкой и твердой фазам. При $\Delta\tau \rightarrow 0$ получим условия на границе раздела:

$$\lambda_1 \frac{\partial t_1}{\partial x} \Big|_{x=\xi} - \lambda_2 \frac{\partial t_2}{\partial x} \Big|_{x=\xi} = q\rho \frac{d\xi}{d\tau}. \quad (4.2)$$

В уравнении (4.2) первый член левой части представляет собой теплоту, вносимую жидкой фазой, второй – теплоту, уходящую в твердую фазу, а правая часть – теплоту фазового перехода. Граница промерзания $x = \xi$, величина $(d\xi/d\tau)$ – это скорость движения фронта промерзания.

Запишем уравнения теплопроводности для жидкой (талой) и твердой (мерзлой) фазы (грунта):

$$\frac{\partial t_1}{\partial \tau} = a_1^2 \frac{\partial^2 t_1}{\partial x^2} \text{ при } 0 < x < \xi; \quad (4.3)$$

$$\frac{\partial t_2}{\partial \tau} = a_2^2 \frac{\partial^2 t_2}{\partial x^2} \text{ при } \xi < x < \infty. \quad (4.4)$$

Если рассматривать процесс замерзания воды, то при $x = \xi$ температура $t_1 = t_2 = 0$, т. е. фронтом промерзания будет изотерма нулевой температуры. Будем искать решение в виде

$$t(x, \tau) = f(\varphi), \quad (4.5)$$

где $\varphi = Ax\tau^\varepsilon$ – автомодельная переменная. Значения A и ε получим из следующих соображений:

$$\begin{aligned} \frac{\partial t}{\partial \tau} &= \frac{\partial t}{\partial \varphi} \frac{\partial \varphi}{\partial \tau} = \frac{\partial f}{\partial \varphi} \frac{\partial \varphi}{\partial \tau} = f'_\varphi \frac{\partial \varphi}{\partial \tau}; \\ \frac{\partial \varphi}{\partial \tau} &= Ax\varepsilon\tau^{\varepsilon-1} = Ax\varepsilon\tau^\varepsilon\tau^{-1} = \varphi\varepsilon\tau^{-1}; \\ \frac{\partial t}{\partial \tau} &= f'_\varphi\varphi\varepsilon\tau^{-1}; \end{aligned} \quad (4.6)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial t}{\partial x} &= \frac{\partial t}{\partial \varphi} \frac{\partial \varphi}{\partial x} = f'_\varphi A\tau^\varepsilon; \\ \frac{\partial^2 t}{\partial x^2} &= f''_\varphi A^2\tau^{2\varepsilon}. \end{aligned} \quad (4.7)$$

Из уравнения теплопроводности имеем:

$$f'_\varphi\varphi\varepsilon\tau^{-1} = a^2 f''_\varphi A^2\tau^{2\varepsilon}. \quad (4.8)$$

Полагая, что $2\varepsilon = -1$; $\varepsilon = -\frac{1}{2}$; $A = \frac{1}{a}$, окончательно получим:

$$f_{\varphi}'' = -\frac{1}{2} f_{\varphi}' \varphi, \quad (4.9)$$

где $\varphi = \frac{x}{a\sqrt{\tau}}$.

Для вывода уравнения движения фронта промерзания (изотермы нулевой температуры) введем обозначение:

$\beta = \frac{x}{a\sqrt{\tau}}$ так, что $f(\beta) = 0$. Отсюда получим:

$$\frac{x}{\sqrt{\tau}} = \beta \cdot a = \alpha \text{ или } \frac{x}{\sqrt{\tau}} = \alpha.$$

Так как $x = \xi(\tau)$, то $\xi = \alpha\sqrt{\tau}$, здесь $\alpha = \text{const}$.

Запишем уравнения теплопроводности для мерзлого и талого грунта в следующем виде:

$$f_1'' + \frac{\varphi}{2} f_1' = 0 \text{ при } 0 < \varphi < \beta; \quad (4.10)$$

$$f_2'' + \frac{\varphi}{2} f_2' = 0 \text{ при } \beta < \varphi < \infty.$$

Граничные и дополнительные условия:

$$\begin{aligned} f_1(0) &= t_{\text{пов}}; \\ f_2(\infty) &= t_0; \end{aligned} \quad (4.11)$$

$$f_1(\beta) = f_2(\beta).$$

Тогда уравнение теплового баланса примет вид

$$\lambda_1 f_1'(\beta) - \lambda_2 f_2'(\beta) = q\rho \frac{d\xi}{d\tau}. \quad (4.12)$$

Распределение температур в мерзлом и талом грунте:

$$\left. \begin{aligned} t_1 &= C_1 + C_2 \operatorname{erf}(\varphi_1) \\ t_2 &= C_3 + C_4 \operatorname{erf}(\varphi_2) \end{aligned} \right\}. \quad (4.13)$$

Здесь $\operatorname{erf}(\varphi) = \frac{2}{\pi} \int_0^\varphi e^{-\psi^2} d\psi$ – функция ошибок.

Значения постоянных интегрирования определяются следующим образом:

$$\begin{aligned} C_1 &= t_{\text{пов}}; \\ C_2 &= \frac{t_{\text{пов}}}{\operatorname{erf}\left(\frac{\alpha}{2a_1}\right)}; \\ C_3 &= \frac{t_0 \operatorname{erf}\left(\frac{\alpha}{2a_2}\right)}{1 - \operatorname{erf}\left(\frac{\alpha}{2a_2}\right)}; \\ C_4 &= \frac{t_0}{1 - \operatorname{erf}\left(\frac{\alpha}{2a_2}\right)}. \end{aligned}$$

Окончательно уравнение теплового баланса примет вид

$$\frac{\lambda_1 t_{\text{пов}} \exp\left(-\frac{\alpha^2}{4a_1^2}\right)}{a_1 \operatorname{erf}\left(\frac{\alpha}{2a_1}\right)} + \frac{\lambda_2 t_0 \exp\left(\frac{\alpha^2}{4a_2^2}\right)}{a_2 \left[1 - \operatorname{erf}\left(\frac{\alpha}{2a_2}\right)\right]} = -q\rho\alpha \frac{\sqrt{\pi}}{2}. \quad (4.14)$$

Температура на поверхности земли носит ярко выраженную суточную и годовую периодичность. Обратимся к задаче о распространении периодических температурных колебаний в почве, которую будем рассматривать как однородное полупространство $0 \leq x \leq \infty$.

Если подобные колебания продолжаются достаточно долго, то влияние начального распределения температуры на ход процесса исчезает. В теле устанавливается квазистационарное состояние, при котором температура в каждой точке совершает гармонические колебания около неизменного среднего значения.

Пусть температура t_n поверхности $x = 0$ полуограниченного тела изменяется по гармоническому закону:

$$\theta_n = t_n - \bar{t} = \theta_0 \cos\left(2\pi \frac{\tau}{\tau_0}\right), \quad (4.15)$$

где \bar{t} – среднее значение температуры поверхности; θ_0 – амплитуда колебаний температуры; τ , τ_0 – соответственно текущее время и период изменения.

Температурное поле может быть записано в следующем виде:

$$\frac{\partial \theta}{\partial \tau} = a \nabla^2 \theta. \quad (4.16)$$

Используем метод разделения переменных Фурье:

$$-\theta = \varphi(\tau) \cdot \psi(x, y, z). \quad (4.17)$$

После преобразований запишем выражение для $\varphi(\tau)$:

$$\begin{aligned} \varphi(\tau) = e^{-k^2 a \tau} = e^{ik^2 a \tau} = \cos(k^2 a \tau) + \\ + i \sin(k^2 a \tau). \end{aligned} \quad (4.18)$$

Тогда (4.17) может быть представлено в виде:

$$\theta = e^{-ik^2 a \tau} \cdot \psi(x, y, z). \quad (4.19)$$

Учитывая бесконечные размеры грунта в двух направлениях, задачу можно считать одномерной, т. е. $\psi = \psi(x)$. Тогда (4.19) можно записать в виде:

$$\theta = e^{-ik^2 a \tau} \cdot \psi(x). \quad (4.20)$$

И далее выполним ряд преобразований:

$$\frac{\partial^2 \psi}{\partial x_2^2} - \left[\pm(1-i) \sqrt{\frac{1}{2} k^2 a} \right]^2 \cdot \psi = 0. \quad (4.21)$$

Интегрируя уравнение (4.21), получим:

$$\psi(x) = C \cdot e^{\pm \left[(1-i) \sqrt{\frac{1}{2} k^2 a} \right] x}.$$

Тогда (4.20) примет вид:

$$\begin{aligned} \theta &= C \cdot e^{-ik^2 a \tau} \cdot e^{\pm \left[(1-i) \sqrt{\frac{1}{2} k^2 a} \right] x} = C \cdot e^{\pm \sqrt{\frac{1}{2} k^2 a x}} \times \\ &\times \left[\cos \left(k^2 a \tau \pm \sqrt{\frac{1}{2} k^2 x} \right) - i \sin \left(k^2 a \tau \pm \sqrt{\frac{1}{2} k^2 x} \right) \right] \end{aligned} \quad (4.22)$$

или

$$\theta = \theta_1 + i\theta_2,$$

где

$$\theta_1 = C_1 \cdot e^{-\sqrt{\frac{1}{2} k^2 a x}} \cos \left(k^2 a \tau - \sqrt{\frac{1}{2} k^2 x} \right);$$

$$\theta_2 = C_2 \cdot e^{-\sqrt{\frac{1}{2} k^2 a x}} \sin \left(k^2 a \tau - \sqrt{\frac{1}{2} k^2 x} \right).$$

Таким образом, решение получено в виде бегущей волны, амплитуда колебаний которой экспоненциально убывает с глубиной грунта.

На расстоянии, равном одной длине волны:

$$l = 2\pi \sqrt{\frac{2a}{\omega}},$$

где $\omega = 2\pi f$ – циклическая частота колебаний температуры; f – количество колебаний в единицу времени, амплитуда колебаний температуры составляет менее 0,2 % от θ_0 .

Температурные колебания в почве происходят со сдвигом фазы. Время $\Delta\tau$ запаздывания максимумов (минимумов) температуры в почве от соответствующих моментов на поверхности пропорционально глубине:

$$\Delta\tau = \frac{x}{\sqrt{2a\omega}}. \quad (4.23)$$

Формула (4.23) выражает закон запаздывания.

Скорость распространения температурной (тепловой) волны

$$u = \frac{x}{\Delta\tau} = \sqrt{2a\omega}. \quad (4.24)$$

Плотность теплового потока на поверхности грунта

$$q_{x=0} = \lambda\theta_0\sqrt{\frac{\omega}{2a}} \cos\left(\omega\tau + \frac{\pi}{4}\right). \quad (4.25)$$

Колебания температуры поверхности (4.15) отстают по фазе на $\pi/4$ от колебаний плотности теплового потока (4.25).

4.2. Инженерные методы стабилизации многолетнемерзлых пород

Эксплуатация скважин в сложных геокриологических условиях, как уже было отмечено, сопровождается протавиванием и разрушением мерзлых пород в околоствольном пространстве скважин, обвалами грунта на устье скважин, смятием обсадных колонн и перекосом фонтанных арматур, возникновением затрубных и межтрубных газопроявлений, образованием газогидратных пробок, деформации и возможной потерей скважины [69–72, 78].

Для предотвращения аварийных ситуаций разработаны методы термостабилизации мерзлых пород (управляемое промораживание прискважинной зоны, закачка хладоносителя в затрубное пространство скважины для охлаждения мерзлых пород), термоизоляции обсадных и лифтовых колонн (использование толстостенных, теплоизолированных обсадных труб и насосно-компрессорных труб, покрытие поверхности колонн теплоизоляционными материалами). Однако эти методы также сопровождаются значительными затратами энергоресурсов. Далее рассмотрены современные инженерные методы на основе анализа, представленного в работе [78].

4.2.1. Методы термостабилизации

На рис. 4.4 (обозначения аналогичны рис. 4.2) представлена схема термозащищенной конструкции скважины для обеспечения ее эксплуатационной устойчивости за счет создания контакта (сцепления) обсадных труб с мерзлыми

породами. Одновременно конструкция позволяет управлять скоростью растепления мерзлой породы, сопряженной со скважиной, что обеспечивает торможение или снижение темпа нарастания аксиальных нагрузок и нагрузок смятия при обратном промерзании.

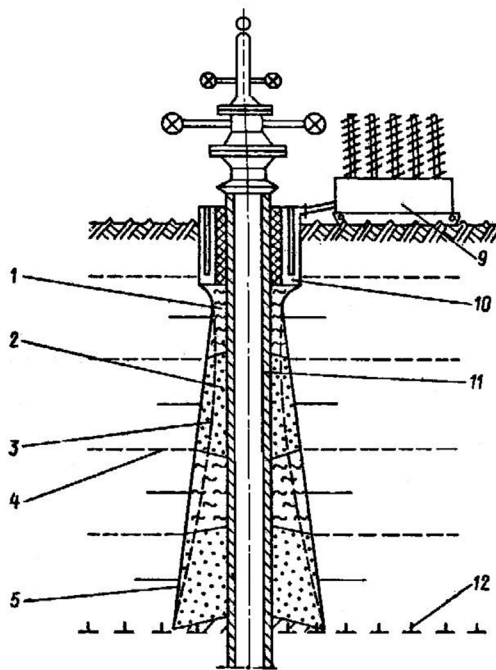


Рис. 4.4. Механизм взаимодействия крепи скважины с оттаивающим мерзлым массивом при использовании термозащитной конструкции:

- 1 – глина; 2 – песок; 3 – граница перемещения мерзлой зоны;
4 – первоначальная граница залегания слоев; 5 – граница протаивания мерзлого массива; 9 – холодильный агрегат; 10 – рефрижераторное шахтовое направление; 11 – теплоизоляционный экран; 12 – граница мерзлых пород

На основе анализа зарубежного опыта эксплуатации термозащитного оборудования, в частности морозильной системы «Джол», используемой при бурении скважин в Канаде и на Аляске (рис. 4.5), разработаны отечественные конструкции рефрижераторного шахтового направления, подробно описанные в монографии [71].

Термозащитное оборудование (см. рис. 4.5) выполнено в виде шахтового направления двухтрубной коаксиальной конструкции, межтрубное пространство которой в нижней секции (9 м) заполнено теплоизоляционным материалом (пенополиуретаном). В верхней секции предусмотрены трубы для циркуляции холодоносителя, охлаждаемого до температуры $-5-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ в специальном наземном рефрижераторе «Термокинг».

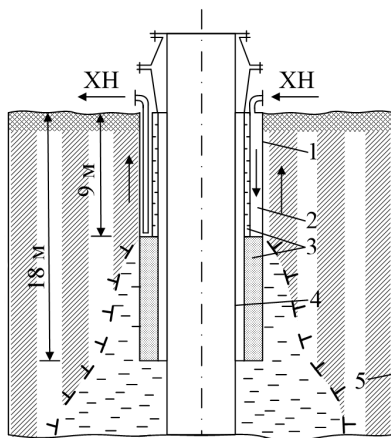


Рис. 4.5. Холодильное шахтовое направление «Джол»: 1 – линия сжатого воздуха; 2 – воздуховод холодного притока; 3 – вентиляторы; 4 – коллекторы; 5 – патрубок

Результаты анализа функционирования зарубежного обору­дования показали, что морозильная система «Джол» тре­бует значительных энергозатрат, резервных холодильных агрегатов, эксплуатационного персонала по обслуживанию холодильной техники. Кроме того, в процессе эксплуатации выявлено, что вследствие нестационарности процессов тепло­массообмена ствола скважины с мерзлой породой КПД си­стемы существенно ниже паспортных данных.

Отечественная система шахтового направления рефриже­раторного действия – парожидкостная система охлаждения приустьевой зоны скважины – имеет пониженное энергопо­требление, что крайне важно для месторождений, распо­ложенных в удаленных от мощных источников энергоресурсов в условиях многолетней мерзлоты (рис. 4.6).

Конструкция состоит из коаксиальных труб, в межтруб­ном пространстве которой размещены упругоэластичная оболочка 12 и система тепловых труб 5, подсоединенных к коллектору 2. Коллектор 2 соединен наклонной трубой 15 с охлаждающей установкой 16, размещенной стационарно вблизи устья скважины. Межтрубное пространство шахто­вого направления заполнено замерзающей жидкостью (на­пример, водой), а тепловые трубы на 1/3 объема – хладагентом. Рефрижераторная система вакуумируется до состояния, при котором хладагент переходит в состояние стабильного кипения. При этом пар кипящего хладагента поступает в теплообменники аккумулятора 16, где происходит конденса­ция пара, а пленка охлажденной жидкости по внутренним стенкам труб стекает в систему охлаждения тепловых тру­бок, при этом происходит замораживание воды межтрубно­го пространства шахтового направления.

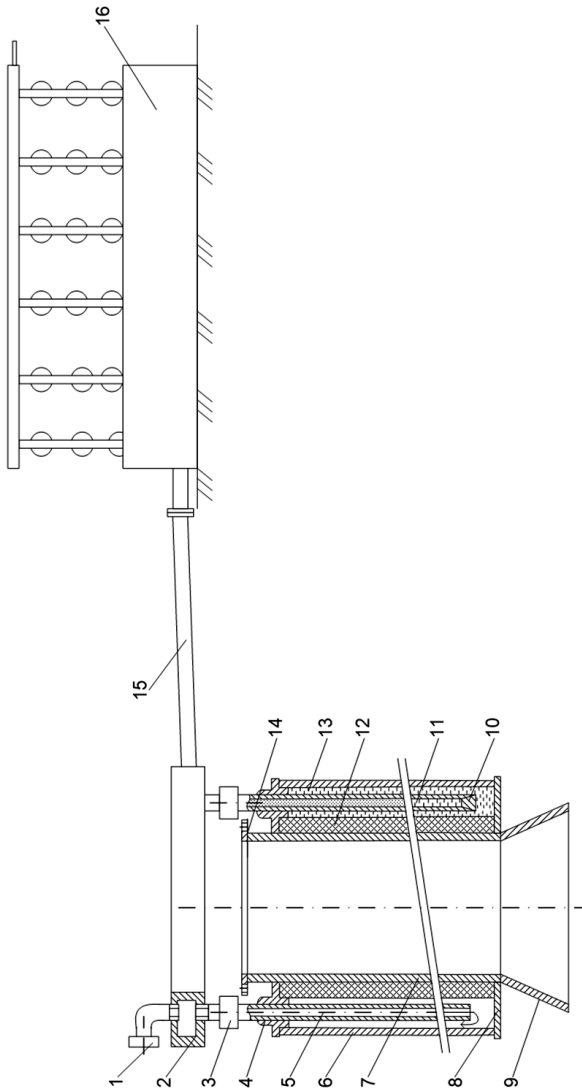
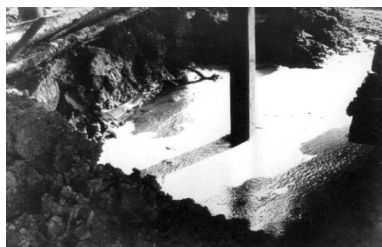


Рис. 4.6. Парожидкостная система охлаждения приустьевой зоны скважины: 1 – входной патрубок; 2 – распределительное устройство; 3 – присоединительный узел; 4 – крышка; 5 – циркуляционная труба или термосифон; 6 – корпус; 7 – внутренняя труба; 8 – днище; 9 – раструб; 10 – пробка; 11 – рабочий агент; 12 – упругоэластичный элемент; 13 – замораживающая жидкость; 14 – фланец; 15 – наклонная труба; 16 – охлаждающая установка с аккумулятором холода

На рис. 4.7 показана приустьевая зона скважины при традиционном бурении (а) и при использовании системы охлаждения (б).

а)



б)



Рис. 4.7. Приустьевая зона скважин: а – при традиционном бурении; б – с применением рефрижераторного шахтового направления

На рис. 4.7, а показано фото приустьевой воронки протавивания со следами экологического поражения тундровой поверхности. Тогда как при использовании системы охлаждения можно отметить полный контакт грунтовой поверхности со стенками направления и отсутствие признаков проседания.

На рис. 4.8 показана конструкция охлаждаемого шахтового направления 1, усиленная неэнергоёмкой установкой б для принудительной подачи атмосферного воздуха на основе батареи дефлекторов, размещенных на устье скважины, и подвесными стержнями, заполненными льдом [71].

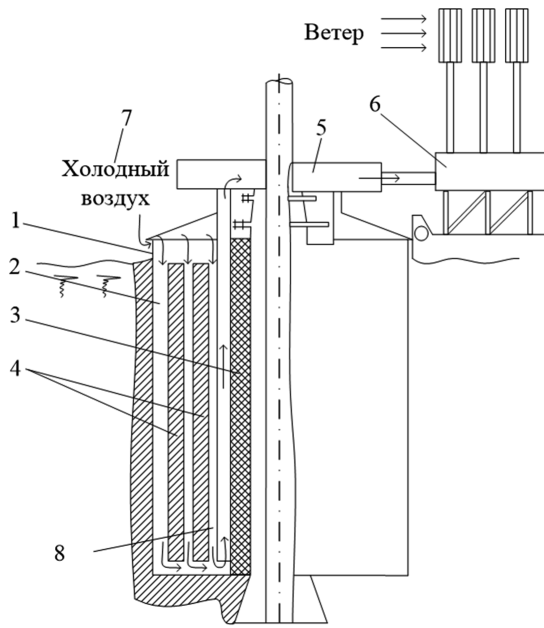


Рис. 4.8. Приустьевая термозащита с принудительной подачей атмосферного воздуха и подвесными стержнями: 1 – шахтовое направление; 2 – кольцевое пространство; 3 – теплоизоляционный слой; 4 – подвесные стержни; 5 – коллектор; 6 – принудительная вытяжная охлаждающая установка (дефлекторная); 7 – приточное окно; 8 – кольцевой зазор

Дефлекторная установка 6, соединенная через коллектор 5 с внутренней полостью шахтового направления 1, создает в этой зоне движение воздуха. Атмосферный воздух с отрицательной температурой поступает в кольцевое пространство 2 через приточное окно 7 и выбрасывается в атмосферу через кольцевой зазор 8. Для усиления эффекта теплоэкранирования в кольцевое пространство 2 могут спущены

подвесные стержни 4, представляющие собой эластичные оболочки, заполненные льдом.

На рис. 4.9 приведена принципиальная схема оснастки устья скважины рефрижераторным шахтовым направлением.

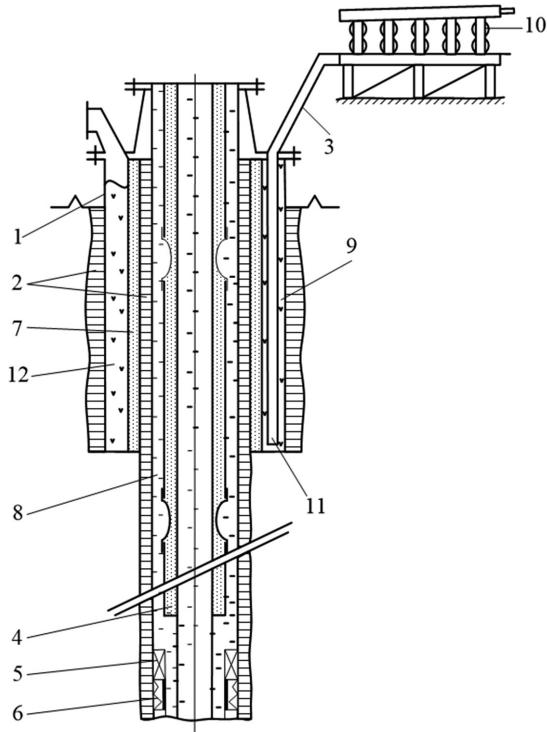


Рис. 4.9. Принципиальная схема оснастки устья скважины рефрижераторным шахтовым направлением: 1 – шахтовое направление; 2 – цемент; 3 – патрубок; 4 – теплоизолированные трубы; 5 – пакер; 6 – глубинная подвеска; 7 – теплоизоляционный слой; 8 – низкотеплопроводная жидкость (гель); 9 – кольцевое пространство; 10 – охлаждающая установка; 11 – термосифон; 12 – лед

Устья скважин повышенной термоактивности оборудуются рефрижераторным шахтовым направлением 1, снабженным неэнергоемкой термоохлаждающей установкой 10. Установка 10 соединена патрубком 3 с термосифоном 11, размещенным в кольцевом пространстве 9, заполненном замерзающим агентом (водой), а термосифон 11 – низкокипящей жидкостью (например, фреоном). В системе термоохлаждающей установки создается пониженное давление (вакуум). Низкокипящая жидкость в виде пара поднимается по патрубку 3 в полость воздушных теплообменников термоохлаждающей установки 10, где конденсируется. Капли конденсата стекают по стенкам термосифона 11, которые при охлаждении замораживают воду в кольцевом пространстве шахтового направления. Вследствие работы такой установки вокруг устья скважины создается аккумулятор холода в виде ледяного цилиндра 12, обеспечивающего охлаждение наружной поверхности шахтового направления 1 и породы в приустьевой зоне скважины. Учитывая, что фазовый переход воды в лед сопровождается расширением, может возникнуть вздутие или смятие коаксиального корпуса шахтового направления, разрушение сварных соединений. Для предохранения от этих негативных последствий внутренняя труба шахтового направления 1 имеет теплоизоляционную оболочку 7, выполненную из эластичного материала с закрытой пористостью. Оболочка в виде усеченного обратного конуса выполняет роль компенсатора объемного расширения льда в процессе фазового перехода. Установка работает автоматически, включается при отрицательном перепаде температур и выключается при положительном.

Аккумулированного холода за зимний период времени обычно достаточно для поддержания отрицательного температурного режима мерзлых пород в летний период. При эксплуатации неизбежен периодический контроль давления в системе парожидкостной циркуляции.

Для повышения эффективности термической защиты скважин кольцевое пространство скважины может быть заполнено гелем с низкой теплопроводностью δ и температурой плавления выше, чем температура кристаллизации циркулирующего флюида, например, содержащего парафин. В процессе плавления такого флюида возникает эффект «тепловой завесы», локализующей тепловой поток внутри канала циркуляции в период фазового перехода из кристаллического состояния в жидкое. Повышение эффективности термозащитных свойств в данном случае может достигать 25 %.

Для газодобывающих скважин разработана конструкция рефрижераторного шахтового направления, работающего на принципе охлаждения рабочего газа с использованием эффекта дросселирования (рис. 4.10).

В корпус 1 аккумулятора холода коаксиально встроена внутренняя труба 2 с теплоизоляцией 3. Под верхним торцовым кольцом 4 установлены теплообменник 5 радиаторного типа и генератор 6 холода с наружным газопроводом 7. Циркуляционные трубы 8 прикреплены к теплообменнику и размещены в межтрубной полости до нижнего торцевого кольца 9. Нижний конец внутренней трубы заканчивается раструбом 10. В верхнюю часть корпуса вмонтирован отвод 11 отработанного газа со струйным устройством 12.

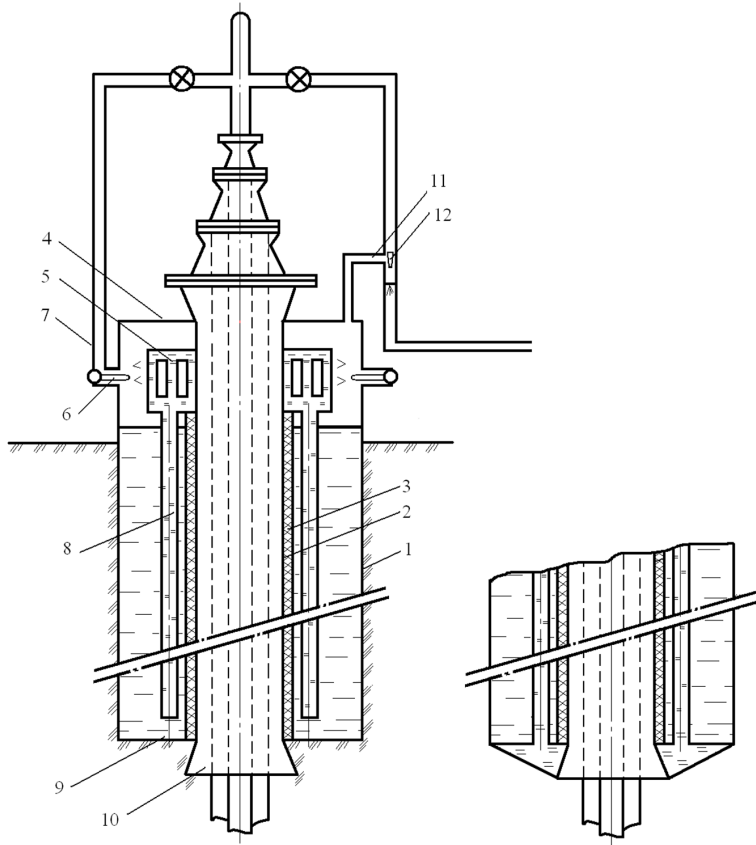


Рис. 4.10. Рефрижераторное шахтовое направление: 1 – корпус; 2 – внутренняя труба; 3 – тепловая изоляция; 4 – крышка; 5 – теплообменник; 6 – генератор холода; 7 – наружный газопровод; 8 – циркуляционные трубы; 9 – нижнее торцевое кольцо; 10 – раструб; 11 – отвод отработанного газа; 12 – струйное устройство

Перед началом процесса бурения скважины рефрижераторное направление опускают в шахту диаметром 1000 мм,

пробуренную без промывки, и запускают в работу. С этой целью в циркуляционные трубы 8 через вводный штуцер подают расчетное количество легкокипящей жидкости (фреон, пропан-бутан), а кольцевую полость аккумулятора холода заполняют замерзающей жидкостью (водой) до уровня нижней поверхности теплообменника. Открывают дроссельные краны аккумулятора холода и устанавливают режим охлаждения. Отработанный газ удаляется из охлаждающей установки через трубопровод 11 с помощью струйного устройства 12, выполняющего функции вакуумного насоса. При охлаждении теплообменника увеличиваются конденсация и охлаждение паров легкокипящей жидкости, далее в результате теплообмена происходит замораживание жидкости. В результате вокруг устья скважины образуется ледяной цилиндр, обеспечивающий нормальный термозащитный режим устья скважины.

В настоящее время широко используют сезонно-действующее охлаждающее устройство (СОУ) для термозащиты устья скважины, опорных конструкций технологических трубопроводов и оборудования, а также других коммуникаций [74].

Принцип работы всех видов СОУ одинаков (рис. 4.11). Каждый из них состоит из герметичной трубы, в которой находится теплоноситель – хладагент: углекислота, аммиак и др. Труба состоит из двух секций. Секция испарителя размещается в грунте, конденсаторная секция расположена на поверхности. Когда температура окружающей среды опускается ниже температуры грунта, пары хладагента начинают конденсироваться в конденсаторе. В результате снижается давление и хладагент в испарительной части начинает

вскипать и испаряться с переносом теплоты из испарителя в конденсатор [78].

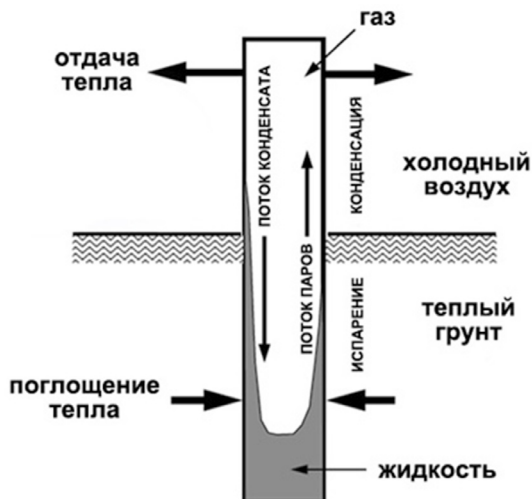


Рис. 4.11. Принцип работы СОУ

Конструкция СОУ представляет собой герметичную неразъемную сварную конструкцию, заправленную хладагентом. Глубина подземной части более 13 м.

Разработаны и применяются следующие конструкции:

- *групповые СОУ* – состоят из нескольких индивидуальных термостабилизаторов, каждый из которых замораживает свои горизонты. Опробованы две разновидности групповых СОУ: полной заводской готовности с полиэтиленовой вставкой и общей глубиной замораживания до 50 м; цельнометаллические с полевым монтажом и общей глубиной замораживания до 16 м, теплоноситель – аммиак;

- *одиночные СОУ* – имеют диаметр подземной части 57 и 89 мм, специальное внутреннее устройство, заполненное парожидкостным теплоносителем – диоксидом углерода на всю глубину промораживания, монтируются и заправляются на объекте. Изделия опробованы на Иреляхской плотине с глубиной погружения 40, 50 и 80 м и на мерзлотном полигоне глубиной до 100 м;

- *коллекторные СОУ* – данные СОУ с помощью коллектора соединены с аппаратом воздушного охлаждения, в котором обдув оребренных труб теплообменника производится при помощи вентиляторов, что позволяет обеспечивать температурный режим независимо от естественных условий. Такая система предназначена для интенсивного первоначального промораживания и дальнейшего экономичного поддержания полученной мерзлой зоны грунта.

Идеальным теплоносителем для глубинных СОУ является углекислота, она заполняет всю промораживаемую высоту СОУ, а интенсивная циркуляция теплоносителя обеспечивается применением специальных внутренних устройств.

В настоящее время существует несколько типов конструкций сезонно действующих охлаждающих устройств:

- *термостабилизатор* – представляют собой вертикальную трубу термосифона, вокруг которой замораживается грунт;

- *термосвая* – представляет собой вертикальную сваю с интегрированным термосифоном. Термосвая может нести некоторую нагрузку, например опору нефтепровода;

- *глубинное СОУ* – представляет собой длинную (до 100 м) трубу термосифона с увеличенным диаметром;

- *наклонное СОУ* – этот тип охлаждающего устройства отличается от термостабилизатора тем, что установка испарительной трубы выполняется под уклоном около 5 %;

- *горизонтальное СОУ* – особенностью горизонтального сезонно действующего охлаждающего устройства является то, что оно устанавливается полностью горизонтально на уровне подготовленного насыпного основания. В этом случае здание возводится непосредственно на непросадочном грунте, расположенном на слое изоляции и испарительных трубах. Преимуществом горизонтальных охлаждающих устройств является возможность их использования в двух конфигурациях: на плитных и свайных фундаментах;

- *система вертикальных СОУ* – этот тип сезонно действующих охлаждающих устройств похож на горизонтальное охлаждающее устройство, но в отличие от него, помимо горизонтальных испарительных труб, может содержать до нескольких десятков вертикальных испарительных труб. Преимуществом этой системы является более эффективное поддержание грунта в мерзлом состоянии. Недостатком вертикальных систем охлаждающих устройств являются трудности ремонта и обслуживания.

4.2.2. Использование теплоизоляции в скважине

Следующим способом термозащиты ММП при обустройстве нефтегазовых месторождений является теплоизоляция [79], например, с использованием труб лифтовых теплоизолированных (ТЛТ). В большей степени такой способ целесообразно использовать в самых сложных условиях

нефте- и газодобычи, характеризующихся наличием газогазодратных или асфальтосмолопарафиновых отложений, высокой вязкостью добываемых углеводородов [80].

На рис. 4.12 представлено устройство с наименьшим теплопоглощением. В шахтовом направлении 1, зацементированном морозостойким цементом 2, размещена теплоизолированная колонна насосно-компрессорных труб (НКТ) 4, которая и выполняет роль термозащитного экрана.

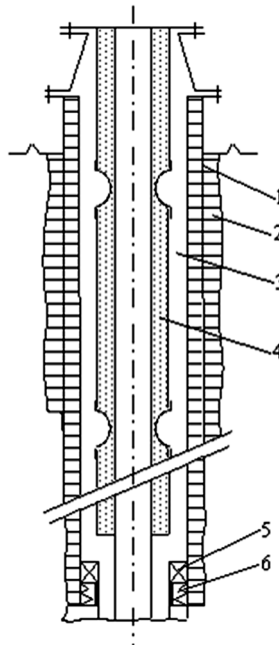


Рис. 4.12. Принципиальная схема оснстки скважин в интервалах многолетней мерзлоты: 1 – шахтовое направление; 2 – цемент; 3 – воздушный зазор; 4 – теплоизолированные трубы; 5 – пакер; 6 – глубинная подвеска

На рис. 4.13 приведен общий вид теплоизолированных труб для различных целей при обустройстве месторождений нефти и газа, на рис. 4.14 – базовая конструкция ТЛТ с экранно-вакуумной изоляцией [79].

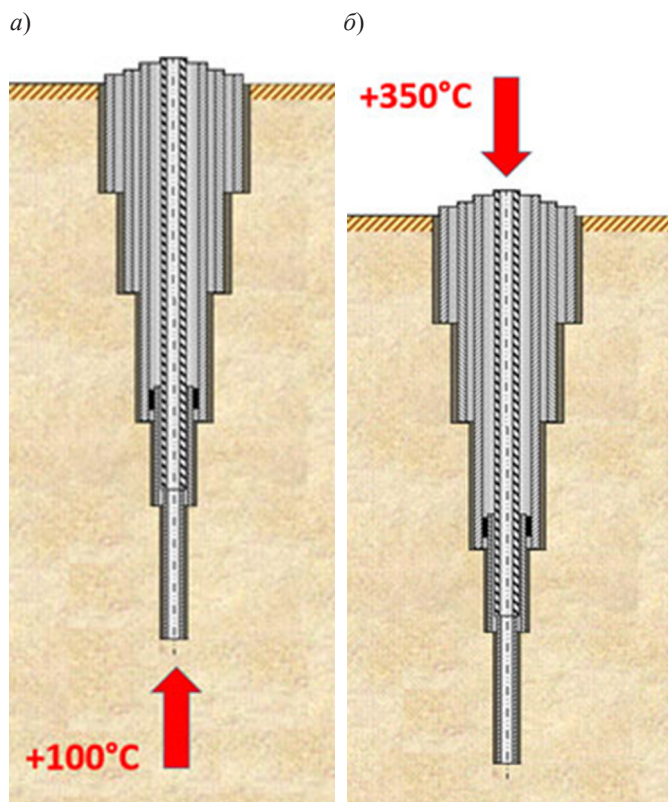


Рис. 4.13. Теплоизолированные трубы: *а* – для предотвращения растепления скважин в криолитозонах, образования газогидратных и асфальтсмолопарафиновых отложений; *б* – для закачки высокотемпературных сред в пласт для разогрева высоковязких нефтей

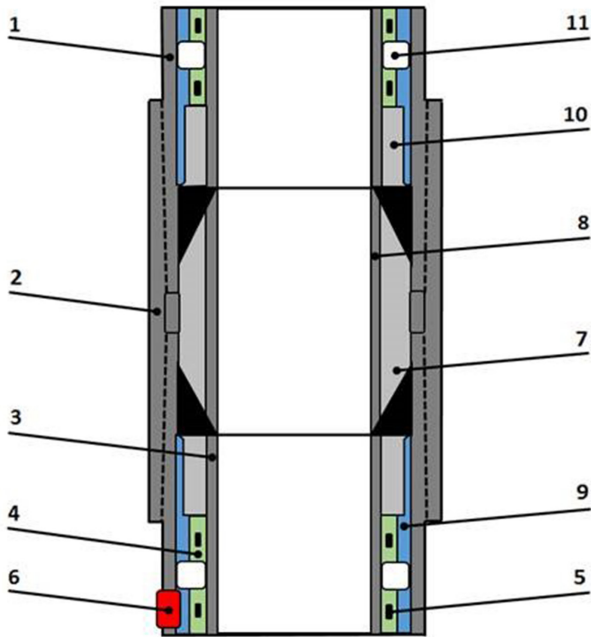


Рис. 4.14. Базовая конструкция ТЛТ с экранно-вакуумной изоляцией:
1 – наружная труба; 2 – муфтовое соединение; 3 – внутренняя труба;
4 – экранная изоляция; 5 – геттер (газопоглотитель); 6 – вакуумный
клапан; 7 – вкладыш муфтовый (фторопласт); 8 – втулка защитная;
9 – вакуум в межтрубном пространстве; 10 – соединительный элемент;
11 – центратор

Анализ проведенных в [81] расчетов скважин Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ) показал, что изоляция современных труб ТЛТ имеет коэффициент теплопроводности менее $0,012 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot\text{К})$. Подобные конструкции могут быть использованы также для других сооружений в условиях ММП.

4.2.3. Применение термоэлектрического эффекта Пельтье

В Сибирском федеральном университете разработано устройство, работа которого основана на применении термоэлектрического эффекта Пельтье [81, 82]. Устройство может быть выполнено в виде сплошного цилиндрического кольца или в виде сегментов цилиндрического кольца.

Устройство содержит корпус в виде сплошного цилиндрического кольца (или его сегментов), внутри которого установлены термоэлектрические модули Пельтье с токопроводящими кабелями (рис. 4.15).

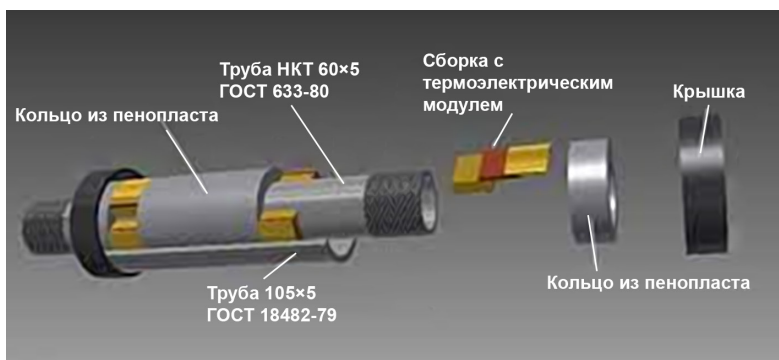


Рис. 4.15. Схема с термоэлектрическим модулем

Для создания максимальной разности температур между наружной и внутренней поверхностями устройства необходимо обеспечить отвод теплоты с горячей стороны корпуса посредством использования специальных трубок-контейнеров с циркулирующим хладагентом.

В качестве энергосберегающего мероприятия термоэлектрический модуль используют совместно с методом теплоизоляции труб. Устройство устанавливается на устье скважины как обычное термоизолирующее направление. Автоматическое включение модулей Пельтье осуществляется посредством терморелы. Модуль Пельтье предназначен для охлаждения корпуса с наружной стороны, и, соответственно, ММП, и нагревания с внутренней [81].

4.2.4. Перспективы исследований в области стабилизации многолетнемерзлых пород

Оценка динамики протаивания мерзлых пород при скважинной зоне в одинаковых геокриологических условиях может быть выполнена на основе решения задачи о промерзании и образовании температурных волн (см. п. 4.2), а также с использованием теории тепломассообмена [75]. В результате полный тепловой поток в мерзлую породу через наружную поверхность внешней обсадной колонны за время τ составит

$$Q_{F,\tau} = -\pi \int_{\tau_1}^{\tau_2} k \frac{\partial t}{\partial n} dF d\tau. \quad (4.26)$$

Отсюда условие устойчивости мерзлого массива можно выразить через тепловой баланс:

$$Q_{F,\tau} \leq Q_{мп}, \quad (4.27)$$

где $Q_{мп}$ – допустимое количество теплоты, аккумулируемое мерзлой породой, сопряженное со стволом скважины, от не-

которой естественной отрицательной температуры до $0\text{ }^{\circ}\text{C}$ без учета скрытой теплоты плавления льда.

Таким образом, из уравнения теплового баланса следует, что каждому геокриологическому комплексу соответствует некоторый показатель количества теплоты $Q_{\text{мп}}$, которое не вызывает таяния мерзлых пород, а его предельный показатель $Q_{F,r}$ регулируется во времени методами термической защиты ствола скважины.

Одним из перспективных направлений современных исследований является компьютерное моделирование в различных программных комплексах, которые позволяют, в частности, прогнозировать состояние мерзлых пород при сопряжении их с оборудованием и коммуникациями, оценивать энергоэффективность методов термостабилизации ММП, определять направления совершенствования технологических процессов и многое другое. Далее приведены некоторые результаты использования современного метода численного моделирования [82], выполненного в программе Frost 3D [83]. Данные представлены на рис. 4.16.

Для исследований взаимодействия мерзлых пород с установками, оборудованием и коммуникациями нефтегазовых месторождений перспективным является численное моделирование, например в программном комплексе ANSYS Workbench. В работе [84] приведены результаты использования этого программного комплекса для изучения взаимодействия регулируемого фундамента и грунта.

Моделирование взаимодействия нефтепровода с мерзлым грунтом в Арктической зоне выполнено в системе ANSYS в пакете Transient Thermal [85]. В процессе расчета определяются

4. Стабилизация многолетнемерзлых пород

на основе экспериментальных исследований граничные условия и задаются параметры изоляционных материалов и грунта, причем для грунта определяются параметры фазовых переходов. Результаты дают возможность выполнить мониторинг состояния нефтепровода при различных климатических условиях и состояния мерзлого грунта.

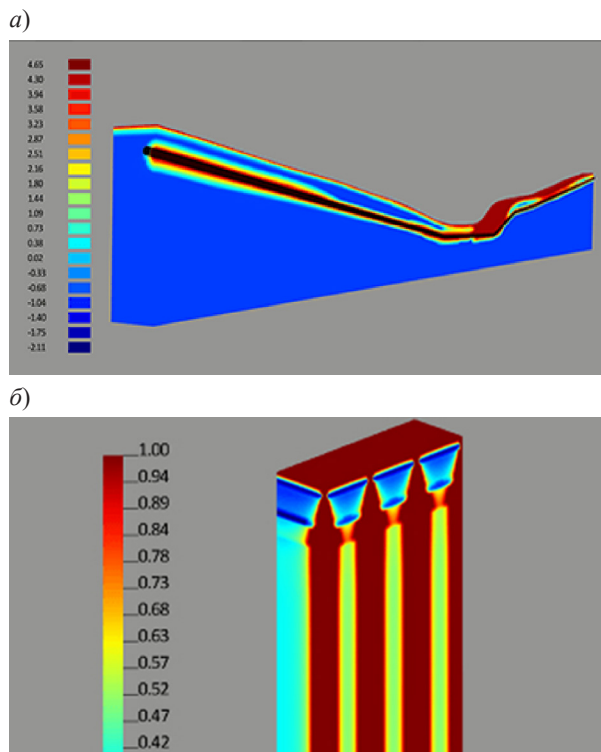


Рис. 4.16, начало. Результаты численного моделирования в программе Frost 3D процессов термостабилизации ММП: *a* – для надземного трубопровода; *b* – для скважин

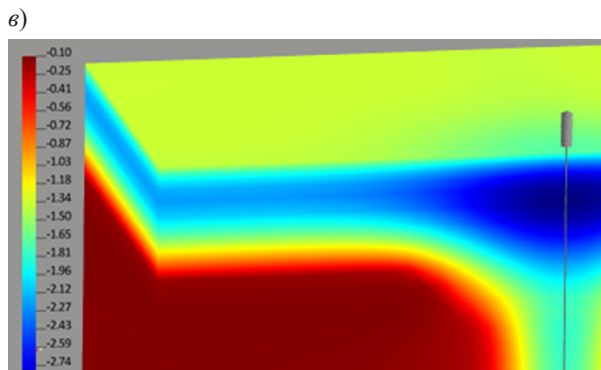


Рис. 4.16, окончание. Результаты численного моделирования в программе Frost 3D процессов термостабилизации ММП:
в – одиночного СОУ

На основании сказанного можно сделать вывод о перспективах использования численного моделирования процессов в ММП для мониторинга технологического и экологического состояния разрабатываемых месторождений нефти и газа.

Заключение

На основе результатов энергетических обследований нефтяного месторождения, расположенного за Полярным кругом, выполнен анализ генерации и потребления тепловой и электрической энергии, выявлены причины и определены количественные характеристики потерь энергоресурсов. Разработаны мероприятия по снижению потребления энергоресурсов для конкретного объекта.

Анализ современных направлений развития теплоэнергетики позволяет обосновать применение на объектах добычи и транспортировки нефти и газа следующих энергосберегающих технологий:

- когенерация энергии;
- совершенствование термодинамических циклов тепловых и электрических машин («карнотизация» рабочего цикла газотурбинного двигателя, повышение КПД цикла Брайтона, использование цикла Стирлинга);
- утилизация вторичных энергоресурсов (теплоты отходящих газов, физической энергии газа при дросселировании);
- использование ветровой и солнечной энергии.

Выявлены перспективные современные материалы и конструкции для обеспечения снижения потерь теплоты в надземных теплотрассах, теплозащиты зданий, термозащиты многолетнемерзлых пород при их контакте с технологическим оборудованием, технологическими и инженерными коммуникациями.

Для дальнейших исследований тепловой защиты предполагается использовать численные методы.

Библиографический список

1. Юшков И. Р., Хижняк Г. П., Илюшин П. Ю. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: учеб.-метод. пособие. Пермь : Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2013. 177 с.
2. Мордвинов А. А., Морозюк О. А., Жангабылов Р. А. Основы нефтегазового дела. Ухта : УГТУ, 2015. 161 с.
3. Коханов С. И. Попутный нефтяной газ – стратегический ресурс России // Бурение и нефть. 2008. № 3. С. 3–5.
4. Лапкин А. Н. Попутный нефтяной газ – вызовы времени // Недропользование – XXI век. 2011. № 4. С. 50–55.
5. Липидус А. Л., Голубева И. А. Попутный нефтяной газ: проблемы утилизации и экологии // Технологии нефти и газа. 2013. № 1 (84). С. 12–17.
6. Уляшева В. М., Пономарев Н. С. Анализ мероприятий по энергосбережению при эксплуатации нефтяного месторождения // С.О.К. 2019. № 11. С. 62 – 67.
7. Уляшева В. М., Пономарев Н. С., Мартьянова А. Ю. Анализ энергопотребления удаленных объектов нефтяного месторождения // Вестник гражданских инженеров. 2020. № 1. С. 162–167.
8. ГОСТ 31378–2009. Нефть. Общие технические условия.
9. ГОСТ Р 5542–2014. Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения.
10. Федеральный закон от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» (с изм. и доп.).
11. СП 131.13330.2020. Строительная климатология СНиП 23-01-99*.
12. Методы расчетов рассеивания выбросов вредных (загрязняющих) веществ в атмосферном воздухе. М.: Минприроды России, 2017. 110 с.
13. СП 25.13330.2012. Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04–88.
14. Александрова В. Д. Геоботаническое районирование Арктики и Антарктики. Л. : Наука, 1977. 188 с.
15. Аналитический центр при правительстве РФ. URL: <https://ac.gov.ru/files/content/1578/11-02-14-energostrategy-2035-pdf.pdf>

16. Хохлов А., Мельников Ю., Веселов Ф. [и др.]. Распределенная энергетика России: потенциал развития. URL: http://energy.esco.agency/wp-content/uploads/2018/12/2018-4_art47.pdf (дата обращения: 24.05.2020).
17. Электростанции на сырой нефти. URL: <https://www.energostar.com> (дата обращения: 03.01.2020).
18. Сухов Г. С., Фишман С. В., Ярин Л. П. Диффузионное горение пленки жидкого топлива // Физика горения и взрыва. 1988. № 2. С. 51–60.
19. Хаванов П. А., Шмелев С. Е. Выбор энергосберегающих мероприятий для производственных предприятий стройиндустрии // Энергобезопасность и энергосбережение. 2011. № 4 (40). С. 27–34.
20. Домников А. Ю. Системная проблема. URL: <https://www.m.eprussia.ru> (дата обращения: 03.01.2020).
21. Домников А. Ю., Домникова Л. В. Развитие систем когенерации энергии в условиях кризиса. Екатеринбург : УМЦ УПИ, 2016. 349 с.
22. Дорофеев В. Н. Когенерация на предприятиях // Сантехника. Отопление. Кондиционирование. 2011. № 11. С. 86–89.
23. Филиппов С. П., Дильман М. Д., Илюшин П. В. Распределенная генерация и устойчивое развитие регионов // Теплоэнергетика. 2019. № 12. С. 4–17.
24. Салихов А. А., Бакиров Ф. Г. Анализ развития теплоэнергетического комплекса России // Энергетик. 2014. № 4. С. 8–11.
25. Салихов А. А., Бакиров Ф. Г. Когенерация как главное направление энергетического комплекса г. Уфы // Вестник УГАТУ. 2016. Т. 20. № 1 (71). С. 41–53.
26. Кириенко П. Я., Дорофеев В. Н. Использование когенерационных установок при энергоснабжении предприятий // Сантехника. Отопление. Кондиционирование. 2012. № 7. С. 90–95.
27. Мат-лы междунар. конф. «Распределенная энергетика в нефтегазовой отрасли» [Тюмень, 2017 г.]. URL: <https://www.m.eprussia.ru> (дата обращения: 03.01.2020).
28. Луканин В. Н., М. Г. Шатров, Камфер Г. М. [и др.] ; под ред. В. Н. Луканина. Теплотехника. 7-е изд., испр. М. : Высш. шк., 2009. 671 с.
29. Теплотехника : учебник / А. М. Архаров, И. А. Архаров, В. Н. Афанасьев [и др.] ; под общ. ред. А. М. Архарова, В. Н. Афанасьева. 2-е изд., перераб. и доп. М. : Изд-во МГТУ им. Н. Э. Баумана, 2004. 712 с.

30. Цикл Стирлинга. URL: <https://swedishstirling.com/en/about-ripasso-energy> (дата обращения: 16.10.2021).

31. *Заголило С. А., Семенов А. С.* Перспективы использования солнечной энергетики в децентрализованных энергорайонах Крайнего Севера // *Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований*. 2015. № 11. Ч. 3. С. 333–336.

32. *Сафиуллина А.* Зеленая энергия в России вскоре может стать дешевле традиционной. URL: <https://www.vedomosti.ru/business/> (дата обращения: 06.07.2021).

33. Lazard. URL: [https://yandex.ru/search/Lazard global horizontal irradiation](https://yandex.ru/search/Lazard%20global%20horizontal%20irradiation) (дата обращения: 16.10.2021).

34. *Мельников А. И.* Перспективы внедрения солнечных и ветряных электростанций в России. URL: <https://magazine.neftegaz.ru/archive/543109/> (дата обращения: 24.05.2020).

35. ГОСТ 25365–82. Котлы паровые и водогрейные. Общие технические требования. Требования к конструкции (с изм. № 1).

36. *Уляшева В. М.* Разработка энергосберегающей технологии и методов расчета параметров микроклимата на компрессорных станциях магистральных газопроводов : дис. ... д-ра техн. наук : 05.23.03. СПб., 2013. 494 с.

37. *Ермоленко М. Н.* Рациональное использование теплоты в системах отопления и вентиляции компрессорных станций магистральных газопроводов : дис. ... канд. техн. наук. СПб., 2004. 247 с.

38. *Кириллов Н. Г.* Двигатели Стирлинга – технологический прорыв в автономной энергетике XXI века. URL: <https://www.sovmash.com/node/98> (дата обращения: 14.10.2021).

39. *Калинушкин М. П.* Насосы и вентиляторы. М. : Высш. шк., 1987. 372 с.

40. СанПиН 2.1.3684–21. Санитарно-эпидемиологические требования к содержанию территорий городских и сельских поселений, к водным объектам, питьевой воде и питьевому водоснабжению, атмосферному воздуху, почвам, жилым помещениям, эксплуатации производственных, общественных помещений, организации и проведению санитарно-противоэпидемических (профилактических) мероприятий.

41. ГОСТ 30494–2011. Здания жилые и общественные. Параметры микроклимата в помещениях.

42. Приказ Минпромэнерго РФ от 23.06.2015 № 380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств».

43. ГОСТ Р 50001–2012. Система энергетического менеджмента. Требования и руководство по применению.

44. Пономарев Н. С., Доброгорский В. Е. Особенности модернизации КВОУ для снижения ограничений располагаемой мощности ГТУ в условиях высокой температуры наружного воздуха // Инженерные системы и городское хозяйство : мат-лы I Региональной науч.-практич. конф., магистерские слушания [СПб, 4–9 февраля 2019 г.]. СПб., СПбГАСУ. 2019. С. 96–101.

45. Пономарев Н. С., Доброгорский В. Е. Особенности модернизации ГТУ для снижения ограничений располагаемой мощности в условиях высокой температуры наружного воздуха с помощью установки испарительного охладителя в проточной части КВОУ // Актуальные исследования : междунар. науч. журнал. 2020. № 2 (5). С. 17–22.

46. ГОСТ Р 52200–2004 (ИСО 3977-2:1997). Установки газотурбинные. Нормальные условия и номинальные показатели.

47. Каталог газотурбинного оборудования «Газотурбинные технологии». Рыбинск : Газотурбинные технологии, 2007. 296 с.

48. Цанев С. В., Буров В. Д. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. М. : МЭИ, 2002. 584 с.

49. Костюк А. Г., Шерстюк А. Н. Газотурбинные установки. М. : Высш. шк., 1979. 254 с.

50. Витман Л. А., Кацнельсон Б. Д., Палеев И. И. Распыливание жидкости форсунками М.-Л. : Госэнергоиздат, 1962. 264 с.

51. Нигматулин Р. И. Динамика многофазных сред. М. : Наука, 1987. 464 с.

52. Белозерцев В. Н., Горикалев А. А., Некрасова С. О., Шиманов А. А. Методы расчета и экспериментальные исследования тепловых машин Стирлинга : учеб. пособие. Самара : СГАУ, 2015. 76 с.

53. Система снеготаяния Wirsbo Meltaway. Техническое руководство. URL: www.uponor.ru (дата обращения: 03.08.2021).

54. Юрацик И. Л., Глуценко Л. Ф., Маторин А. С. Утилизация теплоты приводных газотурбинных установок. Киев : Тэхника, 1991. 152 с.

55. *Мирзаджанзаде А. Х., Аметов И. М.* Прогнозирование промышленной эффективности методов теплового воздействия на нефтяные пласты. М. : Недра, 1983. 205 с.

56. *Султангузин И. А., Потапова А. А., Говорин А. В., Албул А. В.* Тепловые насосы для российских городов // Энергосбережение. 2011. № 3. С. 66–70.

57. *Дуранов А. А.* Комплексное использование технологии тепловых насосов для решения различных задач // Энергосбережение. 2013. № 5. С. 56–59.

58. *Аверьянова О. В.* Экономическая эффективность энергосберегающих мероприятий // Инженерно-строительный журнал. 2011. № 5. С. 53–59.

59. *Филиппов С. П., Ионов М. С., Дильман М. Д.* Перспективы применения воздушных тепловых насосов для теплоснабжения жилых зданий в различных климатических условиях // ТЕПЛОЭНЕРГЕТИКА. 2012. № 11. С. 11–18.

60. *Ванюшин Ю. Н., Глушков В. И.* Утилизация тепла на компрессорных станциях магистральных газопроводов. М. : Недра, 1978. 160 с.

61. *Троцкий В. С., Лычагин Б. И., Струнин В. С.* [и др.]. Снижение топливно-энергетических потерь на КС // Газовая промышленность. 1993. № 4. С. 29–31.

62. *Аверьянов В. К., Толмачев В. Н., Юферев Ю. В.* Вовлечение возобновляемых источников энергии в региональные энергетические балансы // Газовая промышленность. 2009. № 10. С. 60–63.

63. *Безруких П. П.* Ветроэнергетика : справ. и метод. пособие. М. : ЭНЕРГИЯ, 2010. 320 с.

64. Ветряная электростанция Condor Air. URL: <http://bizorg.su/vetrogenerator-y-r/p109107-vetryanaya-elektrostatsiya-condor-air-380-40-kvt-vetrogenerator> (дата обращения: 22.10.2021).

65. *Бирюзова Е. А., Глуханов А. С.* Влияние способа прокладки трубопроводов на энергоэффективность тепловой сети // Вестник ПНИПУ. 2019. Т. 10. № 4. С. 59–66.

66. НовосибирскЭнергоКомплекс. URL: <https://novnek.ru/teplovizionnoe-obsledovanie> (дата обращения: 22.10.2021).

67. Технопена. URL: https://tehnopena.ru/articles/sverhtonkaya-teploizolyatsiya-korund/teploizolyatsiya_truboprovodov_i_teplotrass (дата обращения: 22.10.2021).

68. Технопена. URL: http://www.tial.ru/tial_lc (дата обращения: 22.10.2021).

69. *Быков И. Ю.* Техника экологической защиты Крайнего Севера при строительстве скважин. Л. : ЛГУ, 1991. 237 с.

70. *Быков И. Ю., Бобылева Т. В.* Термозащита скважин в мерзлых породах : учеб. пособие. Ухта : УГТУ, 2007. 131 с.

71. *Быков И. Ю., Быков И. Ю., Бобылева Т. В.* Термозащитное оборудование при строительстве и эксплуатации скважин в мерзлых породах : монография. М. : ООО «ИРЦ Газпром». 2005. 199 с.

72. *Персиянцев М. Н.* Добыча нефти в осложненных условиях. М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. 653 с.

73. *Горелик Я. Б., Шабаров А. Б., Сысоев Ю. С.* Динамика протаивания мерзлых пород в зоне влияния двух скважин // Криосфера земли. 2008. Т. XII. № 1. С. 59–65.

74. FROST 3D. URL: <http://frost3d.ru/termostabilizatsiya-gruntov/> (дата обращения: 22.05.2021).

75. *Ulyasheva, V. M., Mart'yanova, A. Yu., Ponomarev, N. S., Sukhanova I. I.* Energy-saving technologies in the operation of oil fields // 2020 IOP Conference Series: Earth and Environmental Science Institute of Physics Publishing. URL: <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/539/1/012154> (дата обращения: 16.10.2021).

76. *Уляшева В. М., А. Ю. Мартьянова, Н. С. Пономарев* [и др.]. Энергосберегающие технологии для эксплуатации месторождений // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2020. № 11 [107]. С. 102–107.

77. *Дерюгин В. В., Васильев В. Ф., Уляшева В. М.* Теплообмен : учеб. пособие. СПб. : Лань, 2018. 240 с.

78. *Ваганова Н. А., Филимонов М. Ю.* Прогнозирование изменений в вечной мерзлоте и оптимизация эксплуатации инженерных систем // Сибирский журнал чистой и прикладной математики. 2013. Т. 13. № 4. С. 37–42.

79. *Серегина Н. В.* Совершенствование конструкции теплоизолированных лифтовых труб для эксплуатируемых газовых скважин в многолетнемерзлых породах : дис. ... канд. техн. наук. М., 2017. 131 с.

80. Компания ТМК. URL: <https://www.tmk-group.ru/VIT> (дата обращения: 24.10.2021).

Библиографический список

81. Neftegaz. URL: <https://neftegaz.ru/science/Oborudovanie-uslugi-materialy/331628-ustroystvo-dlya-teploizolyatsii-skvazhin-v-mноголетне-merzlykh-porodakh/> (дата обращения: 24.10.2021).

82. Павлова П. Л. Разработка термоэлектрического экранного модуля управления процессом теплообмена скважин в многолетнемерзлых породах : дис. ... канд. техн. наук. Красноярск : 2018. 178 с.

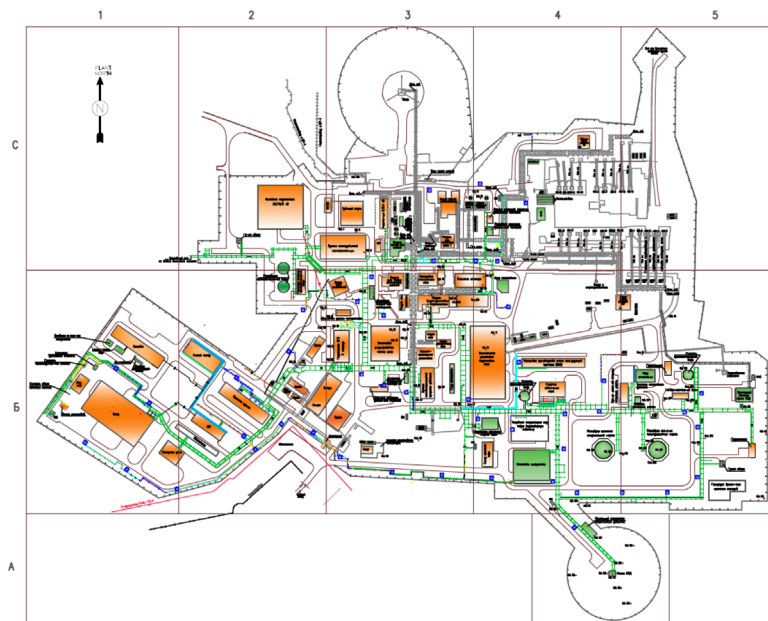
83. *Filimonov, M., Vaganova, N.* Numerical Simulation of Technogenic and Climatic Influence on Permafrost // *Advances in Environmental Research*. 2017. Volume 54. Chapter 5. NY: Nova Science Publishers.

84. Пономарев А. Ю., Сычкина Е. Н. Результаты моделирования напряженно-деформированного состояния регулируемого фундамента и грунтового основания в программном комплексе ANSYS Workbench // Вестник ПНИПУ. Строительство и архитектура. № 4. С. 76–87.

85. Цифровизация и моделирование теплофизических процессов при мониторинге надежности нефтепроводов Арктической зоны РФ. URL: <https://magazine.neftegaz.ru/articles/tsifrovizatsiya/677014-tsifrovizatsiya-i-modelirovanie-teplofizicheskikh-protsessov-pri-monitoringe-nadezhnosti-nefteprovod/> (дата обращения: 26.10.2021).

Приложения

Приложение А



Условные обозначения






-  – здания
-  – сооружения, резервуары, контейнеры
-  – гидранты
-  – эстакады
-  – скважины

Рис. А.1. Генплан

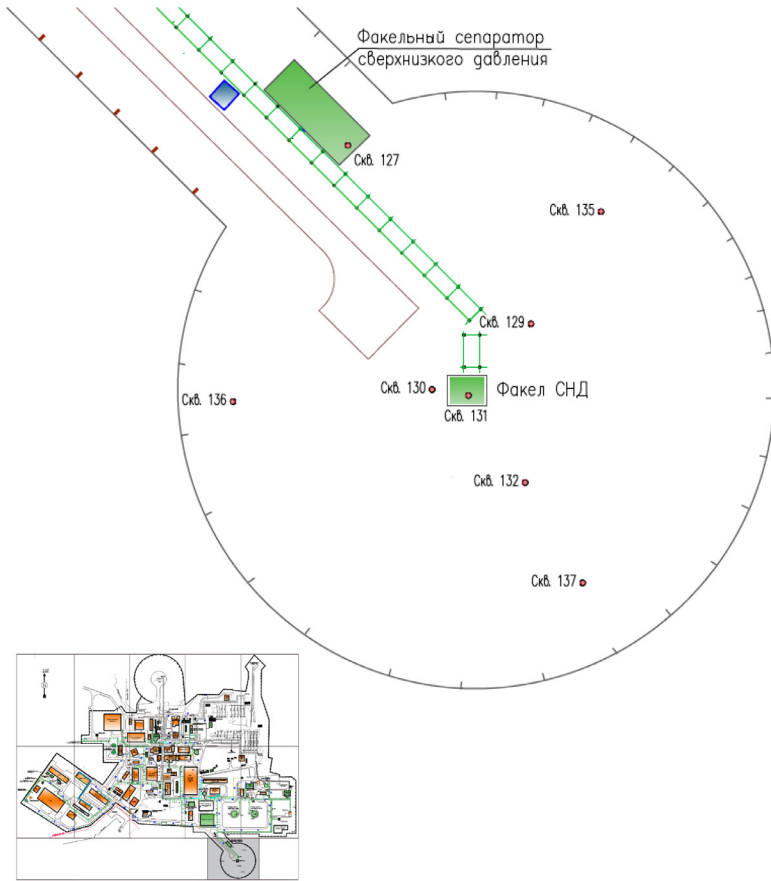


Рис. Б.1. Фрагмент генплана А4



Рис. Б.2. Фрагмент генплана Б1

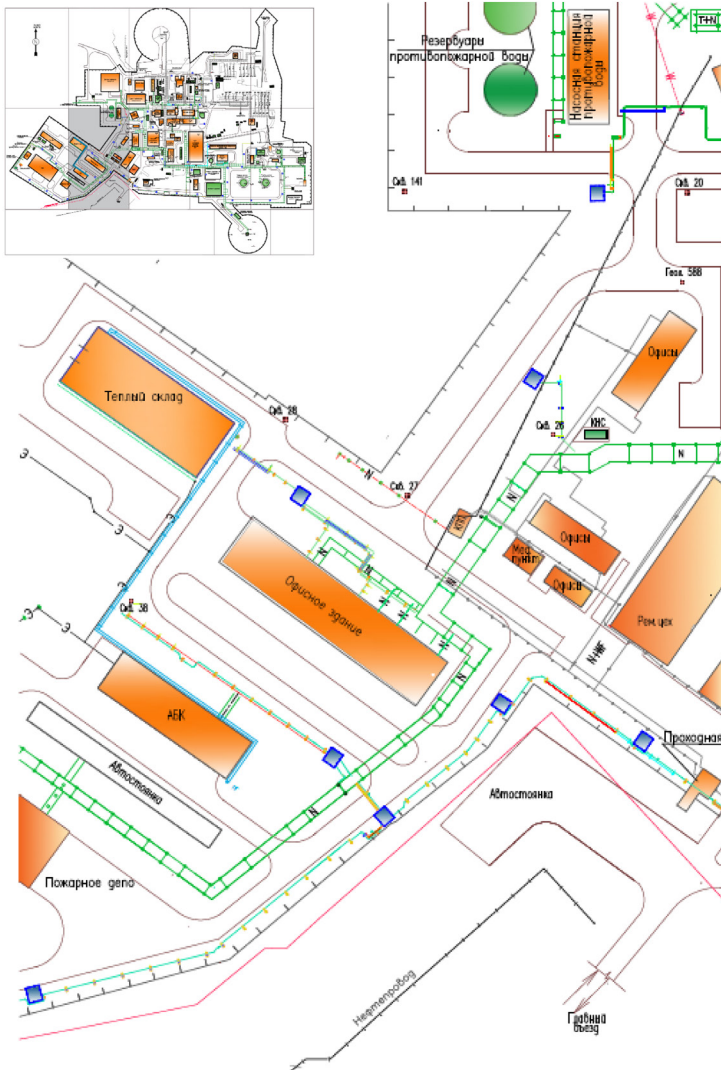


Рис. Б.3. Фрагмент генплана Б2

Приложения

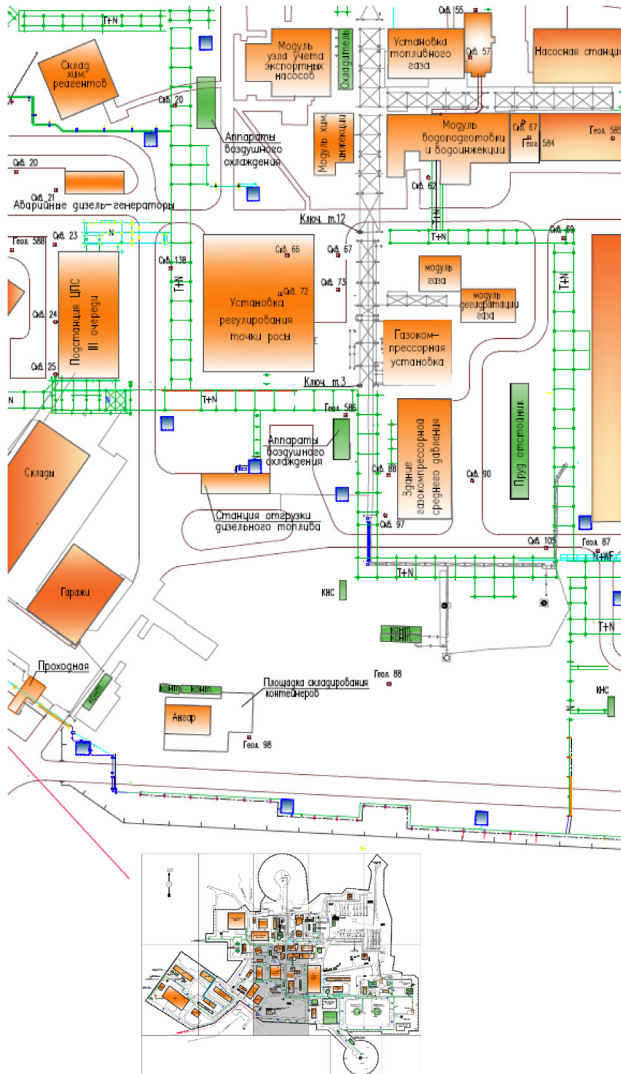


Рис. Б.4. Фрагмент генплана БЗ

Приложения

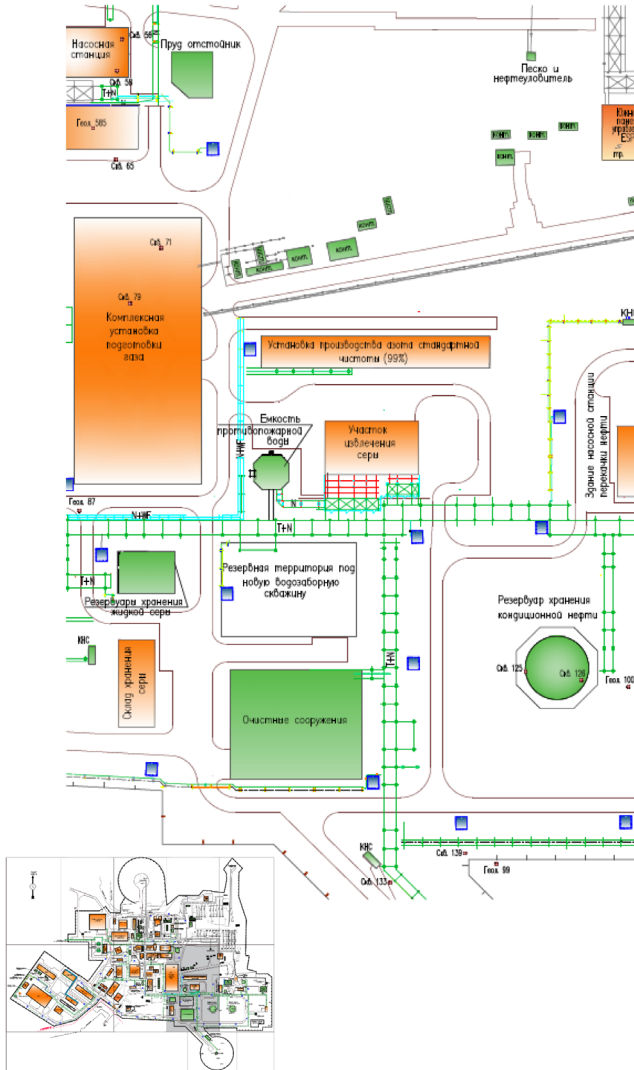


Рис. Б.5. Фрагмент генплана Б4

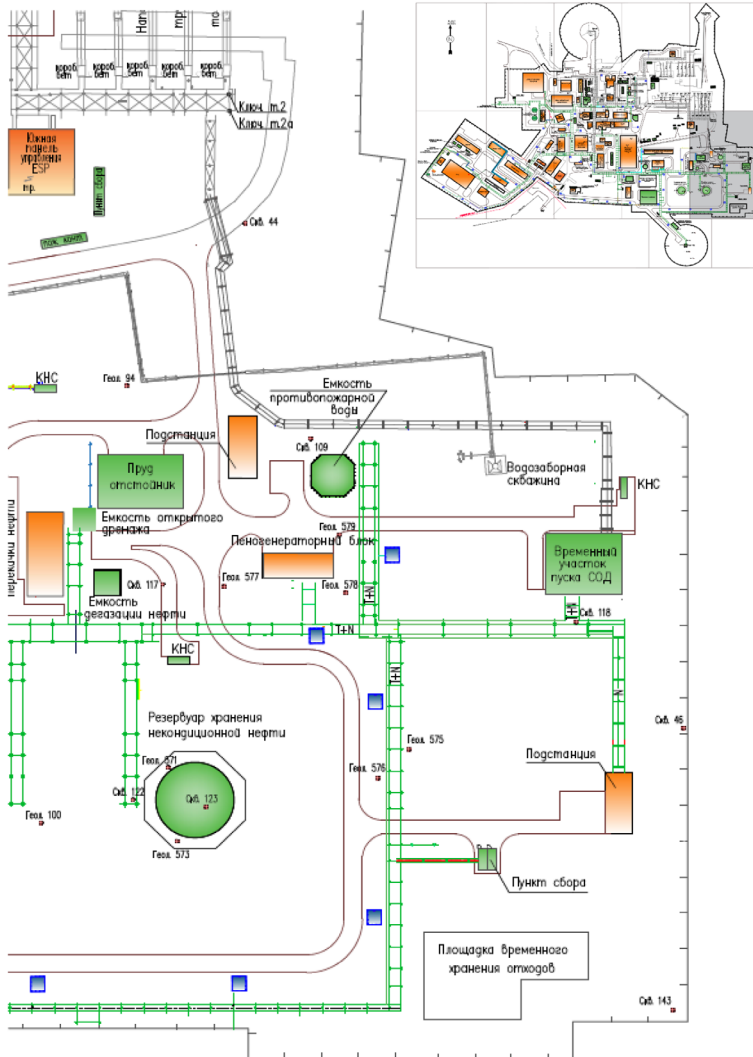


Рис. Б.6. Фрагмент генплана Б5

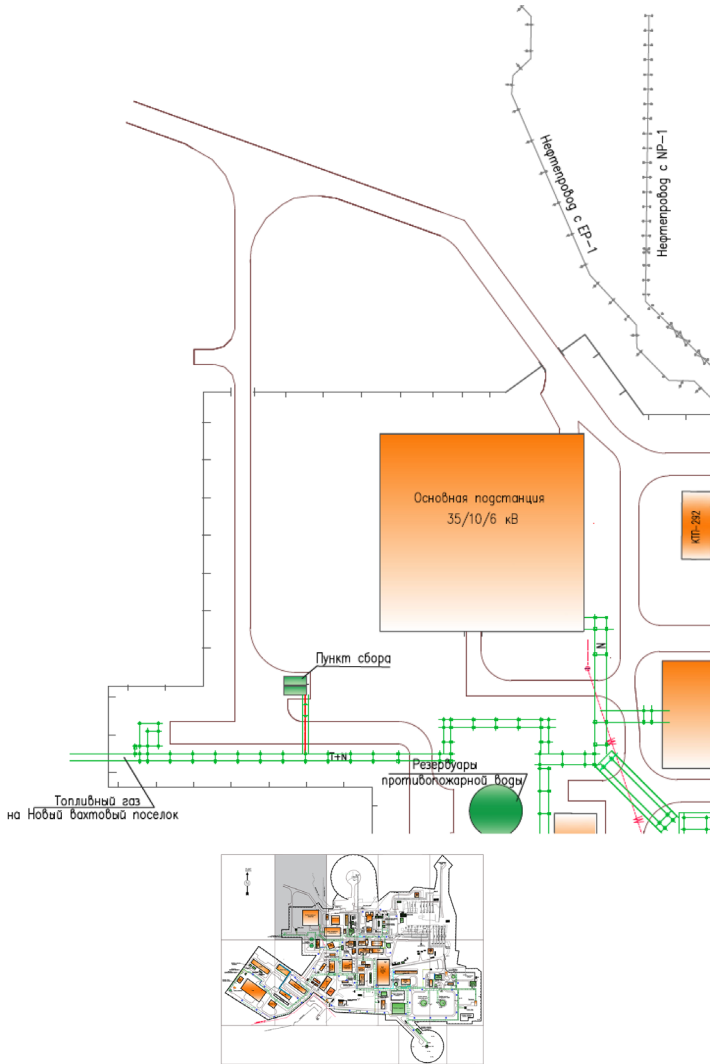


Рис. Б.7. Фрагмент генплана С2

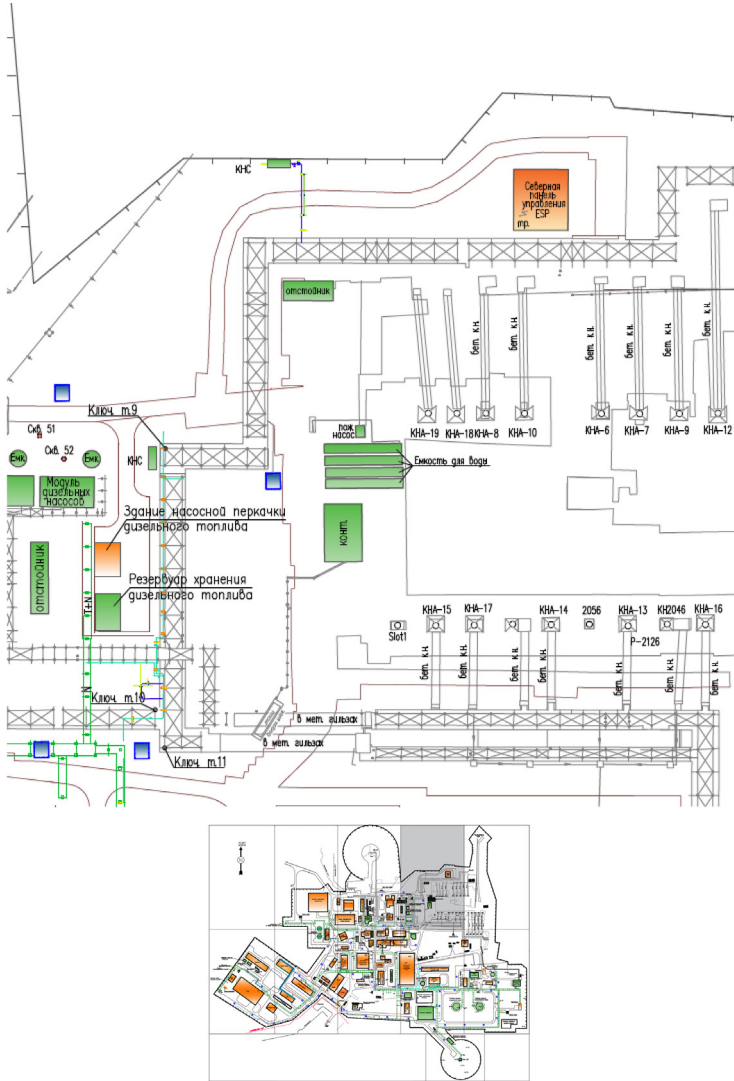


Рис. Б.9. Фрагмент генплана С4



Рис. Б.10. Фрагмент генплана С5

Оглавление

Введение	3
1. Общая характеристика объектов нефтяных и газовых месторождений	5
1.1. Технологические процессы при освоении нефтяных и газовых месторождений	5
1.2. Физико-географическая характеристика района нефтяного месторождения	16
1.2.1. Климатические характеристики	16
1.2.2. Рельеф и геоморфологические условия	20
1.2.3. Гидрологические условия	20
1.2.4. Геологические условия	22
1.2.5. Почвенные условия	25
1.2.6. Растительный мир	26
2. Генерация и потребление энергии при освоении нефтяных и газовых месторождений	28
2.1. Перспективы развития теплоэнергетики в России	28
2.2. Особенности генерации энергии при освоении месторождений	30
2.3. Перспективные направления выработки энергоресурсов в мире	38
2.4. Результаты энергообследования источников генерации тепловой и электрической энергии	65
2.5. Потребители энергоресурсов на нефтяных и газовых месторождениях	74
3. Энергосберегающие технологии на объектах добычи и транспортировки нефти и газа	105
3.1. Анализ потенциала энергосбережения на нефтяном месторождении	105
3.2. «Карнотизация» рабочего цикла газотурбинного двигателя	114
3.3. Повышение КПД ГТУ, работающей по циклу Брайтона	124

Оглавление

3.4. Использование цикла Стирлинга	136
3.5. Энергосберегающие технологии на объектах транспортировки газа.	139
3.6. Использование энергии ветра	146
3.7. Мероприятия по энергосбережению в системе теплоснабжения	152
4. Стабилизация многолетнемерзлых пород	158
4.1. Проблема растепления многолетнемерзлых пород на месторождениях	158
4.1.1. Задача о промерзании и температурные волны	162
4.2. Инженерные методы стабилизации многолетнемерзлых пород	171
4.2.1. Методы термостабилизации	171
4.2.2. Использование теплоизоляции в скважине	185
4.2.3. Применение термоэлектрического эффекта Пельтье	189
4.2.4. Перспективы исследований в области стабилизации многолетнемерзлых пород.	190
Заключение	194
Библиографический список	195
Приложения	202

Научное издание

Уляшева Вера Михайловна,
Пономарев Николай Степанович,
Мартьянова Анна Юрьевна,
Суханова Инна Ивановна

**ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ НА ОБЪЕКТАХ
ДОБЫЧИ И ТРАНСПОРТИРОВКИ
НЕФТИ И ГАЗА**

Монография

Редактор *Т. В. Середова*
Корректор *Е. Н. Апринцева*
Компьютерная верстка *В. С. Весниной*

Подписано к печати 11.11.2022. Формат 60×84 $\frac{1}{16}$. Бумага офсетная.
Усл. печ. л. 12,56. Тираж 500 экз. Заказ 132. «С» 69.
Санкт-Петербургский государственный архитектурно-строительный университет.
190005, Санкт-Петербург, 2-я Красноармейская ул., д. 4.
Отпечатано на МФУ. 198095, Санкт-Петербург, ул. Розенштейна, д. 32, лит. А.

ДЛЯ ЗАПИСЕЙ